



Henrique Picorelli Ladeira Dutra

**CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA E PETROGRÁFICA DE ROCHAS
RESERVATÓRIO E INTRUSIVAS ASSOCIADAS NA FORMAÇÃO
POTI (MISSISSIPIANO, BACIA DO PARNAÍBA)**

**Trabalho Final de Curso
(Geologia)**

UFRJ
Rio de Janeiro
2014



UFRJ

Henrique Picorelli Ladeira Dutra

**CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA E PETROGRÁFICA DE ROCHAS
RESERVATÓRIO E INTRUSIVAS ASSOCIADAS NA FORMAÇÃO POTI
(MISSISSIPIANO, BACIA DO PARNAÍBA)**

Trabalho Final de Curso de Graduação em
Geologia do Instituto de Geociências,
Universidade Federal do Rio de Janeiro –
UFRJ, apresentado como requisito
necessário para obtenção do grau de
Geólogo.

Orientadores:

Leonardo Fonseca Borghi de Almeida
Cícera Neysi de Almeida

Rio de Janeiro

Junho 2014

DUTRA, Henrique P. L.

Caracterização Petrofísica e Petrográfica de Rochas Reservatório e Intrusivas Associadas na Formação Poti (Mississipiano, Bacia do Parnaíba): Henrique Piccoreli Ladeira Dutra - - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2014.

xiv, 108 p.: il.; 30cm

Trabalho Final de Curso (Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2014.

Orientadores: Leonardo Fonseca Borghi de Almeida, Cícera Neysi de Almeida

1. Geologia. 2. Geologia Sedimentar – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Leonardo, Fonseca Borghi de Almeida. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. Avaliação Petrofísica e Caracterização Geológica do Efeito de Rochas Intrusivas em Rochas Reservatório da Formação Poti (Neodevoniano, Bacia do Parnaíba).

Henrique Picorelli Ladeira Dutra

CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA E PETROGRÁFICA DE ROCHAS
RESERVATÓRIO E INTRUSIVAS ASSOCIADAS NA FORMAÇÃO POTI
(MISSISSIPIANO, BACIA DO PARNAÍBA)

Trabalho Final de Curso de Graduação em
Geologia do Instituto de Geociências,
Universidade Federal do Rio de Janeiro –
UFRJ, apresentado como requisito
necessário para obtenção do grau de
Geólogo.

Orientadores:

Leonardo Fonseca Borghi de Almeida
Cícera Neysi de Almeida

Aprovada em:

Por:

Orientador: Dr. Leonardo Borghi (UFRJ)

Prof. Dr. Fábio André Perosi (UFRJ)

Geól. Amanda Goulart Rodrigues

UFRJ
Rio de Janeiro
2014

À minha família e verdadeiros amigos.

Agradecimentos

Agradeço ao Programa de Capacitação de Recursos Humanos em Geologia do Petróleo (convênio PFRH-PB-18) pela bolsa de estudos.

Ao professor Leonardo Borghi pela amizade, motivação e conselhos ao longo da realização deste trabalho.

À professora Cícera Neysi de Almeida pela amizade e conselhos ao longo da realização deste trabalho.

Aos lagesedianos pela amizade e companhia.

À geóloga Amanda Goulart Rodrigues, pela amizade e conselhos ao longo da realização deste estudo.

Ao geólogo Julio Kosaka de Oliveira, pela amizade e apoio para a realização do presente trabalho.

À Schlumberger Serviços de Petróleo Ltda, pela oportunidade de aprendizado e possibilidade de utilização de seus recursos e ferramentas, fundamentais para o desenvolvimento deste estudo.

Ao 4º Distrito do DNPM, Recife, PE, pelo acesso ao material de estudo (amostras do testemunho do poço 1 UN-21-PI).

Resumo

DUTRA, Henrique P. L. **Caracterização Petrofísica e Petrográfica de Rochas Reservatório e Intrusivas Associadas na Formação Poti (Mississipiano, Bacia do Parnaíba)**. Ano. 2014, xiv, 108 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

O presente estudo tem como foco a análise da influência exercida por intrusões de diabásio nos parâmetros petrofísicos de rochas da Formação Poti, com base em 320,90 m de testemunho de sondagem perfilados no poço 1 UN-21-PI (Projeto Carvão da Bacia do Parnaíba, DNPM/CPRM) localizado na porção centro-sul da Bacia do Parnaíba. Visando estabelecer uma relação entre as rochas da Formação Poti e a influência de tais intrusões na sua caracterização como rochas reservatório, este trabalho objetiva a classificação do perfil do poço em diferentes eletrofácies, de acordo com suas características permoporosas. A partir da geração de pseudo-perfis derivados dos perfis originais de raios gama e resistividade e consequente análise, através do conceito de redes neurais, tornou-se possível a identificação e distinção de três eletrofácies no poço, denominadas Reservatório, Possível Reservatório e Não-reservatório. Paralelamente à análise do efeito das rochas intrusivas sobre o potencial reservatório de rochas da Formação Poti, foram realizadas análises geoquímicas dos diabásios presentes no poço, a fim de classificá-los como pertencentes à Formação Mosquito (Eojurássico) ou à Formação Sardinha (Eocretáceo).

Palavras-chave: Formação Poti; bacia do Parnaíba; rochas intrusivas.

Abstract

DUTRA, Henrique P. L. **Petrophysical and Petrographic Characterization of Reservoir and Associated Intrusive Rocks from Poti Formation (Mississippian, Parnaíba Basin)**. Ano. 2014, xiv, 108 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

The study focuses on the analysis of the influence of diabase intrusions on petrophysical parameters of Poti Formation's rocks, based on 320,90 m of well core logs of well 1 UN-21-PI (Carvão da Bacia do Parnaíba Project, DNPM/CPRM) located on the south central region of the Parnaíba Basin. Aiming to establish a relationship between Poti Formation's rocks and the influence of those intrusions on its characterization as reservoir rocks, this study focuses on classifying the well log in different eletrofacies, according to its permoporous characteristics. Based upon the generation of pseudo-logs derived from original gamma ray and resistivity logs and further analysis of data using the concept of neural nets, it became possible to identify and distinguish three eletrofacies, nominated Reservoir, Possible Reservoir and Non-reservoir. *Simultaneously* to the aforementioned analysis, geochemical analysis on diabase samples from this same well were done in order to to classify those as part of Mosquito Formation (Early Jurassic) or part of Sardinha Formation (Early Cretaceous).

Key-Words: Poti Formation; Parnaíba basin; intrusive rocks.

Lista de figuras

Figura 1 - Mapa índice da malha de levantamento sísmico e de poços exploratórios da Bacia do Parnaíba (MILANI, 1997).....	2
Figura 2 - Localização do poço 1 UN-21-PI (07°27'S-44°51'W) (Mod. SANTOS e CARVALHO, 2009).....	5
Figura 3 - Perfil litológico completo do poço 1 UN-21-PI e perfis de raio gama, resistividade e potencial espontâneo referentes. Em vermelho, o contato erosivo entre o topo da Formação Poti ("Top Poti") e a base da Formação Piauí.....	8
Figura 4 - Distribuição dos elementos estruturais que limitam a bacia do Parnaíba. Lineamentos internos Picos-Santa Inês e Transbrasiliano merecem destaque, já que parecem controlar a sedimentação paleozoica (Fonte: CUNHA, 1986).....	12
Figura 5 - Coluna estratigráfica da bacia do Parnaíba, de acordo com Vaz (2007). Destaque para a Formação Poti, em vermelho.....	16
Figura 6 - Mapa de Isópacas da Formação Poti (CAPUTO, 1984). Observar o eixo de maiores espessuras NE-SW, paralelos ao lineamento Transbrasiliano.	20
Figura 7 - Diagramas estratigráficos esquemáticos das bacias de interior cratônico brasileiras mostrando a correlação entre os principais eventos magmáticos (MIZUSAKI e THOMAZ FILHO, 2004).	22
Figura 8 - Aumento gradativo da reflectância da vitrinite nas proximidades da intrusão de diabásio (RODRIGUES, 1995).....	23
Figura 9 - Fotomicrografia de arenito da Formação Poti, bem selecionado, com grãos arredondados e composição subarcoseana (lâmina 001, referente à profundidade 243,00 m no poço 1 UN-21-PI) em nicóis paralelos. Observar as boas características permoporosas apresentadas.	25
Figura 10 - Fotomicrografia referente a lâmina B, de profundidade 254,00 m, em nicóis cruzados. Observar a predominância de augita e plagioclásio, formando textura subofítica.....	28
Figura 11 - Agregado plumoso de augita (clinopiroxênio) em nicóis cruzados, referente à lâmina A do presente estudo.....	29
Figura 12 - Perfis sônicos gerados a partir dos métodos de Faust e "Time Average".	32
Figura 13 - Pseudo-perfil de densidade, gerado a partir do método de Gardner.	34
Figura 14 - Perfil de porosidade gerado a partir do pseudo-perfil de densidade para a Fm. Poti, e sua comparação com valores de porosidade medidos em lâminas petrográficas (lâminas 001, 002, 003 e 005 de arenitos da Formação Poti).....	39
Figura 15 - Perfil de argilosidade gerado a partir do perfil de raios gama, de acordo com a equação (8).....	41
Figura 16 - Fotomicrografia de parte da lâmina 003, em nicóis cruzados. Observar a forte cimentação dolomítica presente no arenito.	43
Figura 17 - Distribuição das eletrofácies no poço: em verde eletrofácies Não-reservatório, em azul eletrofácies Possível Reservatório e em amarelo eletrofácies Reservatório. As curvas adjacentes representam as probabilidades de classificação de cada eletrofácies.	44
Figura 18 - Histograma dos dados de resistividade, referentes à eletrofácies Não-reservatório no poço 1 UN-21-PI. Observar a distribuição bimodal dos dados de resistividade nesta eletrofácies.....	47
Figura 19 - Histograma dos dados de raios gama, referentes à eletrofácies Não-reservatório no poço 1 UN-21-PI. Observar a distribuição de frequências desde valores baixos até valores altos, correspondendo a diabásios, passando por arenitos argilosos e por fim chegando a folhelhos	48

Figura 20 - Histograma dos dados de intervalo de trânsito, referentes à eletrofácies Não-reservatório no poço 1 UN-21-PI. Observar a dispersão de frequências, desde valores altos de intervalo de trânsito até valores baixos.....	49
Figura 21 - Histograma dos dados de densidade, referentes à eletrofácies Não-reservatório no poço 1 UN-21-PI. Observar a distribuição aproximadamente simétrica, com dados distribuídos em um intervalo de densidade relativamente grande.....	50
Figura 22 - Histograma dos dados de porosidade, referentes à eletrofácies Não-reservatório no poço 1 UN-21-PI. Observar a maior frequência de valores baixos de porosidade.	51
Figura 23 - Histograma dos dados de resistividade, referentes à eletrofácies Possível Reservatório no poço 1 UN-21-PI. Observar a baixa frequência de valores de resistividade maiores que 1.000 ohm.m.	53
Figura 24 - Histograma dos dados de raios gama, referentes à eletrofácies Possível Reservatório no poço 1 UN-21-PI. Observar a maior concentração de valores entre 25 e 50 CPS e a frequência nula para valores maiores que 60 CPS.	54
Figura 25 - Histograma dos dados de intervalo de trânsito, referentes à eletrofácies Possível Reservatório no poço 1 UN-21-PI. Observar a menor variação de valores quando comparada à eletrofácies Não-reservatório.	55
Figura 26 - Histograma dos dados de densidade, referentes à eletrofácies Possível Reservatório no poço 1 UN-21-PI. Observar a menor variação de valores quando comparado à eletrofácies Não-reservatório.	56
Figura 27 - Histograma dos dados de porosidade, referentes à eletrofácies Possível Reservatório no poço 1 UN-21-PI. Observar a variação entre aproximadamente 5 e 20% para os valores de porosidade para esta eletrofácies.....	57
Figura 28 - Histograma dos dados de resistividade, referentes à eletrofácies Reservatório no poço 1 UN-21-PI. Observar a concentração de valores baixos de resistividade nesta eletrofácies.....	59
Figura 29 - Histograma dos dados raios gama, referentes à eletrofácies Reservatório no poço 1 UN-21-PI. Observar que esta eletrofácies apresenta os menores valores de raios-gama	60
Figura 30 - Histograma dos dados de intervalo de trânsito, referentes à eletrofácies Reservatório no poço 1 UN-21-PI. Observar o intervalo restrito pelo qual as frequências se distribuem.	61
Figura 31 - Histograma dos dados de densidade, referentes à eletrofácies Reservatório no poço 1 UN-21-PI. Observar a concentração de frequências em um intervalo ainda menor que aquele referente à eletrofácies Possível Reservatório.	62
Figura 32 - Histograma dos dados de porosidade, referentes à eletrofácies Reservatório no poço 1 UN-21-PI. Observar que os valores com maiores frequências são menores que aqueles do histograma de porosidade referente à eletrofácies Possível Reservatório.	63
Figura 33- Legenda utilizada para plotagem dos gráficos geoquímicos (sem preenchimento para os gráficos em que ocorre superposição). As amostras estão de acordo com a Tabela 4.....	66
Figura 34 - Diagrama TAS para rochas vulcânicas de acordo com Cox <i>et al.</i> (1979), com as amostras analisadas plotadas. Observar a concentração das amostras no campo dos basaltos, próximo ao limite com o campo dos andesitos basálticos.	67
Figura 35 - Diagrama R1-R2 (DE LA ROCHE <i>et al.</i> , 1980), com amostras analisadas plotadas. Observar que as amostras se concentram no campo de andesitos basálticos, próximas ao limite com o campo de basaltos. A amostra C aponta para o campo dos toleítos.	68
Figura 36 - Diagrama AFM (IRVINE & BARAGAR, 1971) com amostras analisadas plotadas. Observar que todas as rochas amostradas pertencem à série toleítica, com a amostra C ligeiramente mais rica em Mg que as outras.	69

Figura 37 - Diagrama $Al \times Fe^T + Ti \times Mg$ (JENSEN, 1976) com amostras analisadas plotadas. Observar que apenas a amostra C aponta para o campo de basaltos toleíticos de alto Mg, com as outras amostras se concentrando no campo de basaltos toleíticos de alto Fe.	70
Figura 38 - Diagramas de variação para os elementos maiores indicados na Tabela 3 x MgO, com as amostras analisadas plotadas.	71
Figura 39 - Diagrama de variação para os elementos traço indicados na Tabela 3 x MgO, com as amostras analisadas plotadas.	72
Figura 40 - Diagrama discriminante de ambiente tectônico $MgO \times FeO^T \times Al_2O_3$ (PEARCE <i>et al.</i> , 1977), com amostras analisadas plotadas.	74
Figura 41 - Diagrama discriminante de ambiente tectônico Zr-Ti (PEARCE, 1982), com amostras analisadas plotadas.	75
Figura 42 - Fotomicrografia referente a lâmina 001, ilustrando o aumento de porosidade secundária pela dissolução de grãos de K-feldspato.	77
Figura 43 - Influência de intrusão de diabásio na argilosidade de folhelhos adjacentes e sua classificação como rochas reservatório e possível reservatório.	77

Lista de tabelas

Tabela 1 - Lâminas petrográficas utilizadas no estudo, de acordo com sua profundidade e litologia.	7
Tabela 2 - Resposta do perfil sônico para material que compõe a matriz do fluido intersticial (RIDER, 1986).....	36
Tabela 3 - Valores comparativos de porosidade encontrados no cálculo do perfil e observados em lâmina petrográfica.	42
Tabela 4 - Tabela síntese de eletrofácies.....	45
Tabela 5 - Resultado da análise química realizada em quatro amostras de diabásio (A = 239,90 m, B = 254,00 m, C = 275,70 m, D = 306,10 m).	65

Sumário

Agradecimentos.....	vi
Resumo	vii
Abstract	viii
Lista de figuras.....	ix
Lista de tabelas.....	xii
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Apresentação	1
1.2 Objetivos e finalidade	3
2 MATERIAL E MÉTODO	5
3 CONTEXTO GEOLÓGICO	11
3.1 Bacia do Parnaíba	11
3.2 Formação Poti	17
3.3 Magmatismo na bacia do Parnaíba.....	20
3.4 Sistemas petrolíferos na bacia do Parnaíba.....	22
3.4.1 Campo Gavião Real.....	24
3.4.2 Campo Gavião Azul.....	25
4 RESULTADOS	27
4.1 Petrografia.....	27
4.1.1 Arenitos.....	27
4.1.2 Rochas Vulcânicas Básicas	27
4.2 Geração de perfis	29
4.2.1 Geração do pseudo-perfil sônico.....	29
4.2.2 Geração do pseudo-perfil de densidade	32
4.2.3 Porosidade a partir do perfil sônico	35
4.2.4 Porosidade a partir do perfil de densidade	37
4.2.5 Perfil de argilosidade e sua influência nos níveis com potencial reservatório	40
4.3 Cálculo da porosidade e diferenças petrográficas	42
4.4 Eletrofácies	43
4.5 Análise Estatística	45
4.5.1 Análise estatística: eletrofácies Não-reservatório.....	46
4.5.2 Análise estatística: eletrofácies Possível Reservatório.....	52
4.5.3 Análise estatística: eletrofácies Reservatório	58

4.5.4 Análise estatística integrada	64
4.6 Análise geoquímica das rochas vulcânicas básicas	64
4.6.1 Elementos maiores	65
4.6.2 Elementos traço	72
4.6.3 Ambientes Tectônicos	73
5 CONCLUSÕES	76
6 Referências bibliográficas	79
ANEXO A – PERFIL ORIGINAL DO POÇO 1 UN-21-PI	85
APÊNDICE A – QUANTIFICAÇÃO, COMPOSIÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DOS ARENITOS EM LÂMINA PETROGRÁFICA.	86
APÊNDICE B – REDES NEURAIS ARTIFICIAIS	107
APÊNDICE C – PERFIL COMPOSTO DO POÇO 1 UN-21-PI	108

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação

A bacia do Parnaíba, antes denominada de bacia do Maranhão, situa-se na porção ocidental da região Nordeste do território brasileiro, abrangendo os estados da Bahia, Ceará, Pará, Tocantins, Maranhão e Piauí. Possui estratos correlacionáveis com outras bacias, como as bacias do Gabão e Gana, além de bacias brasileiras, como a bacia do Araripe, o que permite afirmar que a mesma já ocupou uma área muito maior que a atual, tendo sofrido erosão em sua região periférica (DELLA FÁVERA, 2001). Provavelmente é, dentre as bacias sedimentares brasileiras, a menos conhecida geologicamente, como consequência de sua grande extensão territorial, de seu distanciamento dos maiores centros de pesquisa nacionais e, historicamente falando, das fracas perspectivas de exploração de hidrocarbonetos.

Trata-se de uma bacia de interior cratônico, com preenchimento predominantemente paleozoico, que se estende do Siluriano ao Cretáceo. Seu preenchimento sedimentar é cortado por rochas magmáticas intrusivas e extrusivas, de idades juro-triássica e eocretácica. Encontra-se posicionada entre faixas de dobramentos que bordejam os crátons Amazonas, São Luiz e São Francisco.

A maior parte de seu conhecimento geológico disponível é decorrente de estudos relacionados à exploração de petróleo. Tais esforços concentraram-se nas décadas de 1960, 1970 e 1980 (GÓES *et al.*, 1990), com extensa testemunhagem em virtude de projetos realizados pela CPRM (para o CNEN e para o DNPM) além da aquisição de dados por parte da Petrobras (Figura 1).

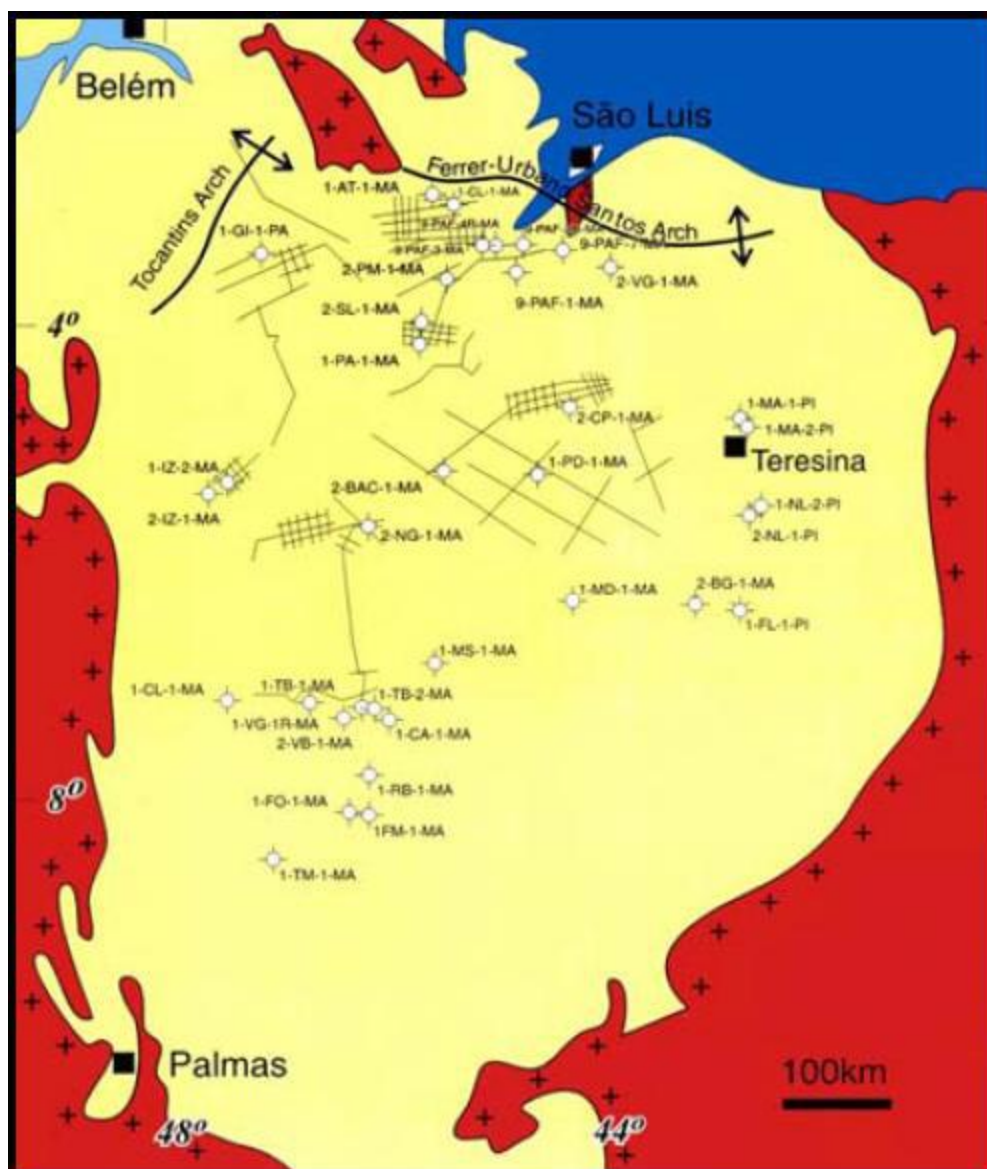


Figura 1 - Mapa índice da malha de levantamento sísmico e de poços exploratórios da Bacia do Parnaíba (MILANI, 1997).

A falta de resultados prospectivos levou a bacia a ser considerada como de fronteira exploratória. Recentemente, as descobertas comerciais de gás em arenitos das formações Cabeças e Poti, pelas empresas OGX Petróleo e Gás S.A. e Petra Energia S.A., foram responsáveis por reacender o interesse exploratório na bacia.

Desta forma, estudos petrofísicos representam uma excelente ferramenta para auxiliar diretamente na caracterização de reservatórios na bacia do Parnaíba. A obtenção destes dados,

principalmente a partir de perfis de poços em conjunto com a descrição de testemunhos, são de extrema importância para obtenção de um maior conhecimento acerca das características petrofísicas do reservatório, auxiliando na modelagem geológica e petrofísica do mesmo.

No entanto, a presença de rochas ígneas associadas a essas rochas com potencial reservatório pode representar um empecilho para este tipo de abordagem, uma vez que podem provocar alterações significativas nas propriedades ou nos parâmetros petrofísicos, tanto das rochas geradoras quanto das rochas reservatório. De acordo com Thomaz Filho (2008), o aumento da temperatura em consequência dessas intrusões pode proporcionar a maturação da matéria orgânica contida nas rochas geradoras de hidrocarbonetos. Além disso, tais intrusões podem originar eventos favoráveis aos processos de migração (variações petrofísicas que produzem variações na pressão hidrostática nos poros das rochas) ou mesmo de acumulação de petróleo (diques e soleiras de diabásio, como rochas selantes ou formando trapas estruturais ou combinadas para o aprisionamento de petróleo).

Assim, torna-se importante também caracterizar a influência deste tipo de rocha não só nas rochas reservatório, mas também no sistema petrolífero como um todo, buscando sempre adequar o modelo geológico/petrofísico à ocorrência e distribuição destas rochas intrusivas.

1.2 Objetivos e finalidade

O presente estudo objetiva a derivação de propriedades petrofísicas, especialmente porosidade, a partir de perfis do poço 1 UN-21-PI disponíveis para as formações Poti e Piauí. Secundariamente foram realizadas análises petrográficas de arenitos da mesma. As intrusões de diabásio presentes no poço também foram caracterizadas geoquimicamente.

Esta abordagem tem como finalidade caracterizar intervalos com potencial reservatório no poço e analisar a influência dos derrames supracitados sobre tais rochas, através de uma análise de

eletrofácies, uma vez que essa influência pode gerar significativas heterogeneidades nas mesmas, como alterações no padrão de cimentação, dissolução de grãos e alteração de propriedades permoporosas. A caracterização geoquímica dos diabásios tem a finalidade de relacionar tais rochas a um dos dois importantes magmatismos mesozoicos registrados na bacia, comprovados pelas rochas ígneas que compõem as formações Sardinha e Mosquito.

2 MATERIAL E MÉTODO

O estudo baseia-se na caracterização geológica do efeito de intrusões de diabásio em arenitos da Fm. Poti, no poço 1 UN-21-PI, localizado no município de Areia, PI (07°27'S-44°51'W) porção centro-sul da bacia do Parnaíba (Figura 2).

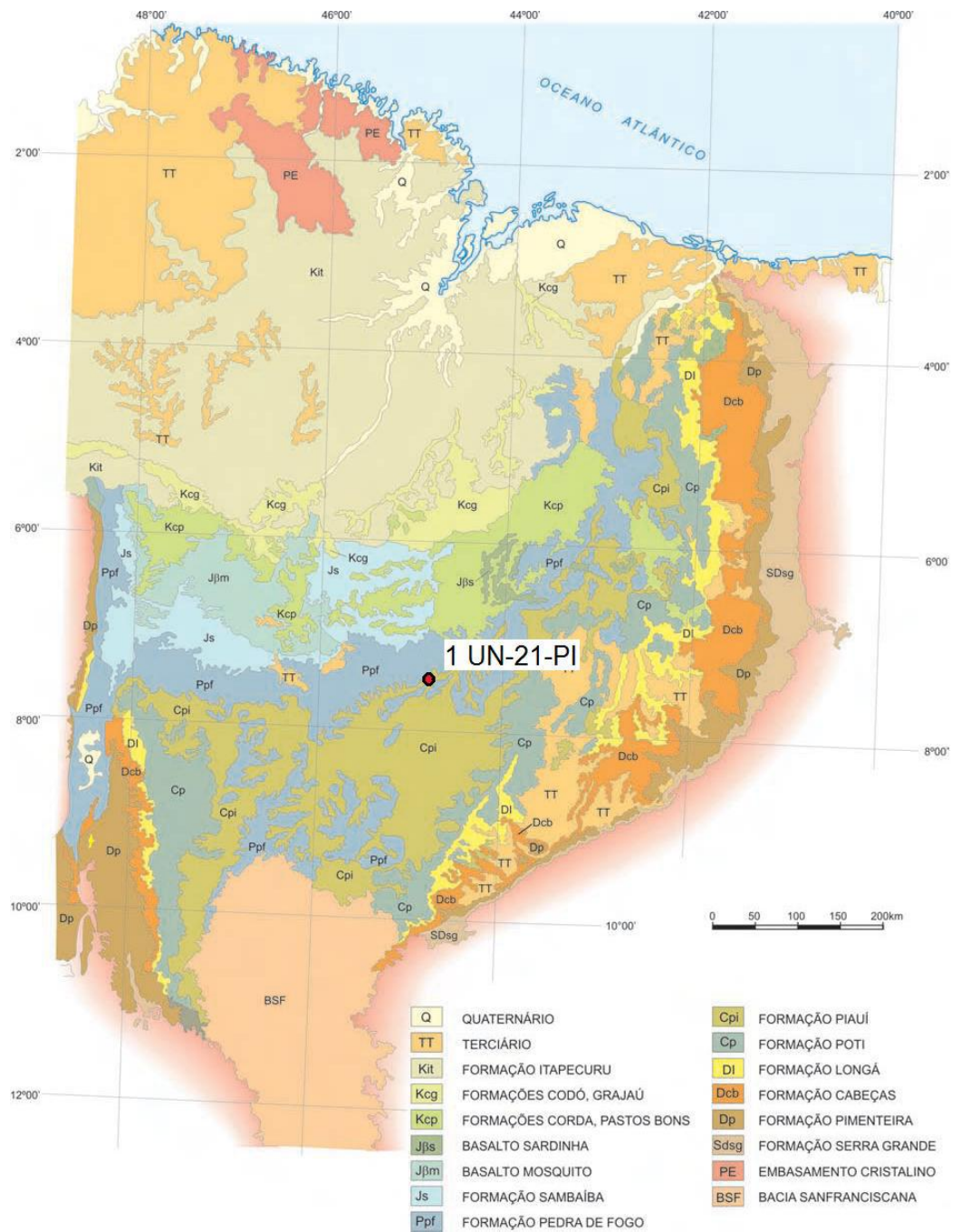


Figura 2 - Localização do poço 1 UN-21-PI (07°27'S-44°51'W) (Mod. SANTOS e CARVALHO, 2009)

O foco do estudo concentra-se no cálculo de parâmetros petrofísicos (porosidade em particular) do poço 1 UN-21-PI (320,90 m de comprimento, sendo o intervalo de 0 m a 9,15 m referente a sedimentos quaternários, o intervalo de 9,15 m à 173,10 m referente à Formação Piauí e o intervalo entre 173,10 m e 320,90 m referente à Formação Poti), com especial atenção à porosidade de arenitos correspondentes a intervalos próximos a rochas vulcânicas básicas, na Formação Poti. Estimativas precisas de porosidade em determinados intervalos estratigráficos podem ser derivadas a partir de diversos tipos de perfil, como perfil sônico, de nêutron ou de densidade. Uma vez que nenhum desses três tipos de perfil encontra-se disponível, tornou-se necessário estimá-los, através da geração de pseudo-perfis. Como o principal objetivo do trabalho é produzir estimativas de porosidade a partir de perfis de poço que, com exceção das lâminas confeccionadas para este mesmo trabalho, não apresenta valores de porosidade medidos, preferiu-se utilizar métodos teóricos para os cálculos de porosidade ao invés de relações empíricas entre os pseudo-perfis gerados e os dados medidos a partir da análise petrográfica, uma vez que há poucos dados do tipo. Métodos teóricos são menos influenciados por condições locais e, portanto podem ser aplicados mais amplamente. Logo, com o propósito de estimar valores de porosidade, perfis de raios-gama (GR), resistividade (Resistivity) e potencial espontâneo (SP) que estavam disponíveis (Anexo A), gerados como parte do *Projeto Carvão da Bacia do Parnaíba* (q.v. LEITE *et al.*, 1975) foram digitalizados utilizando-se o programa *CurveUnscan*. Estes perfis foram então importados em formato ASCII para o programa *Petrel 2013.5*. Utilizando-se ferramentas dentro do mesmo e metodologias de cálculo que serão abordadas junto aos resultados do presente trabalho, os perfis de raios gama e resistividade serviram de base para geração de pseudo-perfis de argilosidade percentual (Vsh), sônico, densidade (RHOB) e porosidade percentual (PHI). Para facilitar a visualização, também foi passado para *Petrel* o perfil litológico original do poço 1 UN-21-PI (Anexo A), juntamente com as curvas petrofísicas originais, além do posicionamento das lâminas

petrográficas utilizadas no estudo, de acordo com a Tabela 1 (Figura 3). Diferenças entre os perfis gerados e os dados petrográficos serão discutidas nos resultados.

Tabela 1 - Lâminas petrográficas utilizadas no estudo, de acordo com sua profundidade e litologia.

Amostra	Profundidade (m)	Litologia
A	239,90	Diabásio
001	243,00	Arenito
002	249,50,00	Arenito
B	254,00	Diabásio
003	264,40	Arenito
C	275,70	Diabásio
005	291,50	Arenito
D	306,10	Diabásio

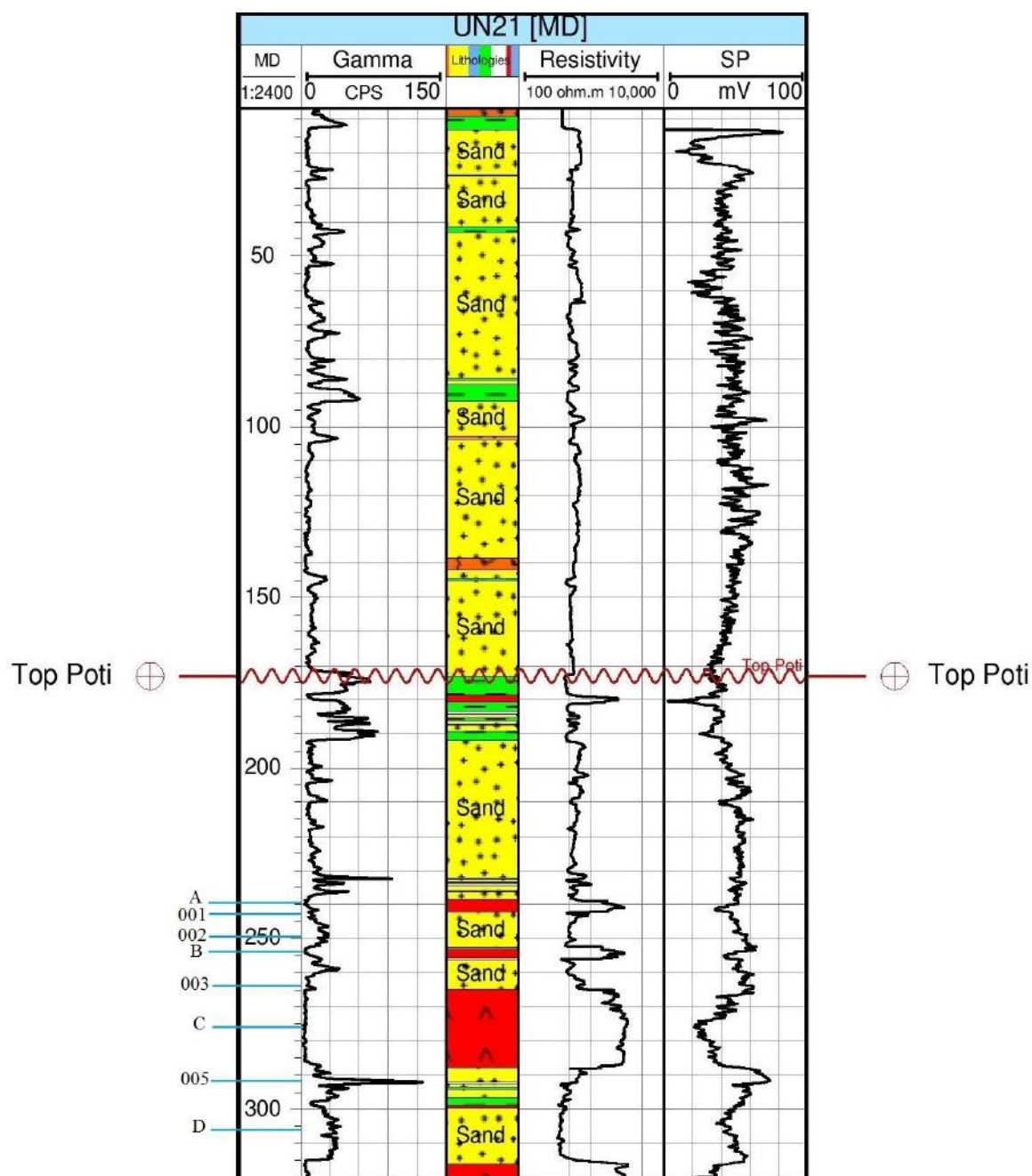


Figura 3 - Perfil litológico completo do poço 1 UN-21-PI e perfis de raio gama, resistividade e potencial espontâneo referentes. Em vermelho, o contato erosivo entre o topo da Formação Poti ("Top Poti") e a base da Formação Piauí.

Paralelamente à geração dos pseudo-perfis, a fim de se comparar o comportamento do pseudo-perfil de porosidade com medidas mais confiáveis, foram confeccionadas quatro lâminas de arenitos, descritas utilizando-se microscópio petrográfico (Zeiss AxioImager A.1). Quantificou-se então a porosidade visual e estabeleceu-se a composição e classificação dos arenitos nesses pontos

(Apêndice A), com apoio do programa Petroledge[®], através da análise petrológica de contagem de 300 pontos Gazzi-Dickinson.

Visto que o grau de incerteza em relação ao cálculo de porosidade é relativamente alto, uma vez que o perfil de porosidade foi gerado a partir de pseudo-perfis e o número de lâminas descritas não é representativo o suficiente para tal, optou-se pela não utilização destes dados para o cálculo de permeabilidade.

Para a separação dos intervalos com potencial para reservatório no poço, foi empregado o algoritmo de redes neurais artificiais (Apêndice B), dividindo o perfil em classes supervisionadas. As variáveis utilizadas foram os perfis de raios-gama, resistividade e porosidade, aplicando-se uma relação linear entre as três.

O treinamento do algoritmo envolveu três aspectos: os dados observados em lâmina, a descrição original do poço e as respostas particulares nos perfis. A análise integrada destes três aspectos permitiu a definição manual das três eletrofácies em alguns pequenos intervalos do poço. O algoritmo então “aprende” com esses intervalos e decide a melhor interpretação para distribuição das eletrofácies nos intervalos restantes.

A classificação foi realizada utilizando-se um número máximo de iterações igual a 10.000, com um limite de erro igual a 1% e uma validação cruzada de 50%. Com isso, tornou-se possível separar o poço em eletrofácies Reservatório (“Reservoir”), eletrofácies Possível Reservatório (“Possible”) e eletrofácies Não-reservatório (“Non-reservoir”). Uma figura com os perfis originais e os perfis gerados para realização deste trabalho encontra-se no Apêndice C.

Subordinadamente aos estudos nos arenitos, foram realizadas análises geoquímicas em quatro amostras de diabásio retiradas do testemunho do poço, para análise de elementos maiores e traço presentes. Esta análise foi executada a partir de diagramas de variação e classificação petrogenética, além de descrição petrográfica de lâminas delgadas. Os valores de Rb foram divididos por 10,

sendo assim utilizados apenas como limite de detecção. As amostras foram analisadas por Espectrometria de FRX – WDS utilizando equipamento PANALYTICAL, modelo Axios mAX sequencial de 3.0 kW de potência. O método usado na preparação das amostras foi o da pastilha fundida com tetraborato de lítio ($\text{Li}_2\text{B}_4\text{O}_7$) para elementos maiores e amostras prensadas para elementos traço. Foram então gerados os diagramas utilizando-se o *software Geochemical Data Toolkit (GCDkit 2.3)*, que analisa dados quantitativos de óxidos e elementos traço.

3 CONTEXTO GEOLÓGICO

3.1 Bacia do Parnaíba

A bacia do Parnaíba é classificada como uma bacia do tipo *sag* de interior cratônico por ter sofrido subsidência termal/flexural de forma lenta a partir do Ordoviciano (VAZ *et al.*, 2007). Localiza-se na região Nordeste do Brasil e ocupa uma área de aproximadamente 600.000 km². Encontra-se limitada a Norte pelo arco Ferrer-Urbano Santos, a Sul pelo arco de São Francisco e a Noroeste pelo arco de Tocantins, posicionada entre os crátons São Francisco, São Luís e Amazonas, no limite e sobre suas faixas de dobramento periféricas: Faixa Paraguai-Araguaia a Oeste, Faixa Brasília a Sudoeste e faixas móveis que formam a Província Borborema a Leste. Estas faixas foram formadas e/ou retrabalhadas por eventos do ciclo Brasileiro e são constituídas de metassedimentos com grau de metamorfismo baixo a intermediário (CUNHA, 1986).

O desenvolvimento do embasamento ocorreu durante o início do Paleozoico, após o choque entre os crátons São Francisco e Amazonas, resultando no fechamento dos cinturões móveis Araguaia, Propriá e Arioses, no final do Pré-cambriano e início do Paleozóico (CAPUTO, 1984). A principal estruturação do embasamento possui direção NE-SW, associado à Faixa Transbrasiliana. Sobre estas rochas encontram-se grábens superimpostos, preenchidos no Neoproterozoico (Formação Riachão) e no Cambro-Ordoviciano (Formação Mirador) (ARCE *et al.*, 2006).

A bacia do Parnaíba apresenta também diversos lineamentos internos, dentre os quais o Lineamento Picos-Santa Inês (NW-SE) e o Lineamento Transbrasiliano (NE-SW) merecem destaque, já que parecem controlar a sedimentação paleozoica (sobretudo durante o Siluriano e Devoniano) (Figura 4). Sua espessura sedimentar máxima gira em torno de 3.500 m em seu depocentro, sobre os grábens. Com base em seções geológicas, infere-se que fora destes, a espessura média da bacia está próxima de 2.000 m (ARCE *et al.*, 2006).

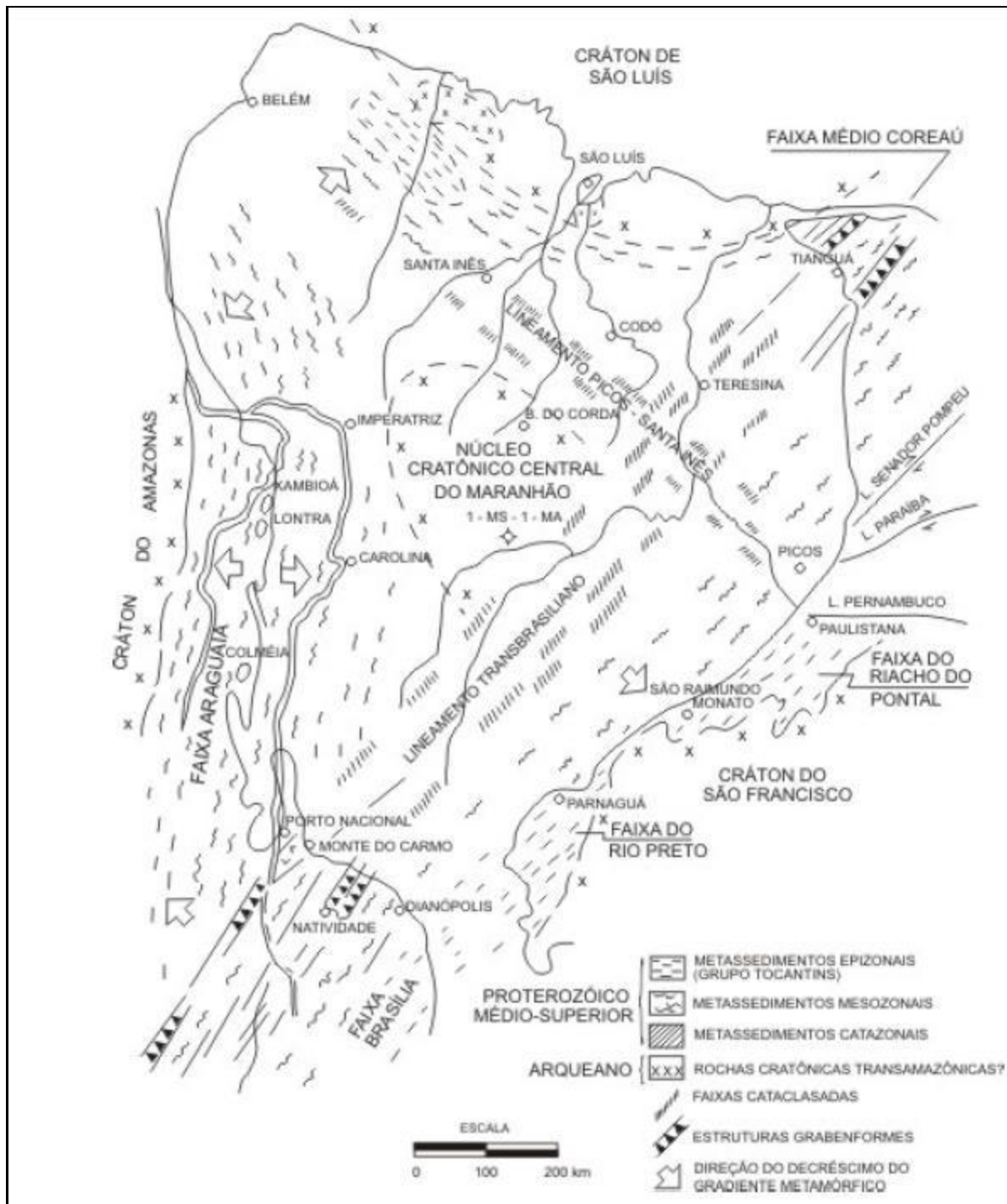


Figura 4 - Distribuição dos elementos estruturais que limitam a bacia do Parnaíba. Lineamentos internos Picos-Santa Inês e Transbrasiliano merecem destaque, já que parecem controlar a sedimentação paleozoica (Fonte: CUNHA, 1986).

O eixo deposicional NE-SW, coincidente com o Lineamento Transbrasiliano, apresentou maior subsidência e com isso acumulou as maiores espessuras sedimentares (q.v. Cunha 1986). O exame dos mapas de isópacas mostra também que os eixos deposicionais embora tendo mantido direções preferenciais para nordeste e noroeste, sofreram deslocamentos laterais de suas posições,

evidenciando subsidência desigual entre falhas e fossas que compõem os lineamentos estruturais. Esta influência se deu até o Pensilvaniano, a partir do qual o preenchimento sedimentar da bacia passou a se dar através de depocentros localizados em sua porção centro-norte (CASTRO *et al.*, 2007).

Segundo Vaz *et al.* (2007), a bacia do Parnaíba é dividida estratigraficamente em cinco supersequências, sendo:

- (I) Sequência Siluriana, que compreende um ciclo transgressivo-regressivo completo e representa a primeira ingressão marinha na bacia do Parnaíba (GÓES e FEIJÓ, 1994). Corresponde ao Grupo Serra Grande (formações Ipu, Tianguá e Jaicós). O início da sedimentação teria ocorrido como consequência da atuação de um megassistema de fraturas, associado à contração térmica ocorrida no final da Orogenia Brasileira, criando uma grande depressão, permitindo que fosse instalada a primeira grande sequência deposicional. O término da sedimentação é atribuído aos reflexos da Orogenia Caledoniana, que resultou numa discordância regional (CASTRO *et al.*, 2007)
- (II) Sequência Mesodevoniana-Eocarbonífera, que corresponde ao Grupo Canindé (formações Itaim, Pimenteiras, Cabeças, Longá e Poti). A retomada da sedimentação neste período pode ter sido consequência da carga sedimentar preexistente, que teria promovido um progressivo aumento da rigidez flexural, causando subsidência e expansão da bacia (GÓES e FEIJÓ, 1994). Esta sequência deposicional resultou na implantação de um novo ciclo transgressivo-regressivo na bacia, representando a maior ingressão marinha ocorrida na bacia do Parnaíba e resultando na implantação de um extenso mar epicontinental (CASTRO *et al.*, 2007). De acordo com Góes & Feijó (1994), a discordância regional que marca o encerramento da sedimentação está relacionada a reflexos da orogenia eo-herciniana.

- (III) Sequência Neocarbonífera-Eotriássica, correspondente ao Grupo Balsas (formações Piauí, Pedra de Fogo, Motuca e Sambaíba). Representa mais um ciclo transgressivo-regressivo na bacia, mas desta vez sob condições marinhas rasas e restritas, caracterizando uma sedimentação controlada por condições de aridez, responsáveis pela deposição de evaporitos e implantação de desertos no início de fim do ciclo, indicando uma progressiva continentalização em toda a bacia (CASTRO *et al.*, 2007). O fim da sedimentação estaria relacionado com um soerguimento generalizado, reflexo da Orogenia Gonduanide (ZALÁN, 1991).
- (IV) Sequência Jurássica, correspondente à formação Pastos Bons, depositada sob condições de aridez em ambientes continentais. A deposição desta sequência é creditada ao peso de carga das rochas vulcânicas correspondentes à Formação Mosquito (GÓES e FEIJÓ, 1994).
- (V) Sequência Cretácea, que corresponde às formações Corda, Grajaú, Codó e Itapecuru, que são delimitadas por discordâncias que se estendem por toda a bacia ou abrangem regiões extensas. Tal sedimentação é consequência direta dos esforços de ruptura da margem equatorial brasileira no Neocomiano, que resultaram em subsidência e na implantação de novo ciclo de sedimentação, caracterizado por uma rápida transgressão seguida de retirada definitiva do mar, implantando-se condições de deposição exclusivamente continentais e o encerramento do ciclo sedimentar (CASTRO *et al.*, 2007).

Vale ressaltar que autores como Rosseti *et al.* (2001) defendem que as rochas sedimentares paleozoicas da bacia do Parnaíba devem ser tratadas de maneira distinta das rochas sedimentares mesozoicas e cenozoicas, uma vez que apresentam contextos tectono-sedimentares diferentes. Enquanto as rochas paleozoicas encontram-se associadas à subsidência do embasamento, dentro do contexto evolutivo do paleocontinente Gondwana, as rochas mesozoicas e cenozoicas estão

relacionadas à ruptura deste mesmo paleocontinente, sendo tratados como pertencentes a “bacia do Grajaú”. No entanto, no presente trabalho, as rochas sedimentares paleozoicas, mesozoicas e cenozoicas serão tratadas como pertencentes à bacia do Parnaíba, de acordo com Vaz *et. al.* (2007) (Figura 5).

BR PETROBRAS		BACIA DO PARNAÍBA					PEKIM TENÓRIO VAZ et al.					
Ma	GEOCRONOLOGIA			NATUREZA DA SEDIMENTAÇÃO	AMBIENTE DEPOSICIONAL	DISCORDÂNCIAS	LITOESTRATIGRAFIA			ESPESSURA MÁXIMA (m)	SEQUÊNCIAS	
	ERA PERÍODO	EPOCA	IDADE				GRUPO	FORMAÇÃO	MEMBRO			
65	MESOZOICO	CRETACEO	MAASTRICHTIANO	C/M	ESTUARINO-LAGUNAR				ITAPECURU	724	CRETACEA	
			CAMPANIANO									
			SANTONIANO									
			CHALKIANO									
			TURONIANO									
100		EO	CENOMANIANO	C/M	INTRUSIVAS E EXTRUSIVAS					CORDA GRAJAÚ, CORDO	266	
			ALBIANO									
			APTIANO									
			BARREMIANO									
			HAUTERIVIANO									
150	NEO	VALANGIANO	C	FLÚVIO-LACUSTRE			PASTOS BONOS	77	JURASSICA			
		BERRIASIANO										
		TITHONIANO										
		KIMMERIDGIANO										
		OXFORDIANO										
200	MESO	CALLOVIANO		EXTRUSIVAS E INTRUSIVAS			MOSQUITO	193				
		BATHONIANO										
		FRANCONIANO										
		TOARCIANO										
		PIENSSACHIANO										
250	NEO	SINEMURIANO		DESÉRTICO	NEOTRIASSICA	BALSAS	SAMBAÍBA	440	NEOCARBONÍFERA-EOTRIASSICA			
		RHETIANO										
		NORIANO										
		CARNIANO										
		LADINIANO										
300	MESO	ANISIANO		DESÉRTICO / LACUSTRE		BALSAS	MOTUCA	280				
		OLIGECIANO										
		WUCHENGIANO										
		GUADALUPIANO										
		WORDIANO										
350	PERMIANO	ROADIANO		PLAT. RASA LITORÂNEO TEMPESTADES SABKHA		BALSAS	PEDRA DE FOGO	240				
		KUNGURIANO										
		ARTINSKIANO										
		SAKMARIANO										
		ASSELIANO										
400	CARBONIFERO	CHERTIANO	MARINHO / CONTINENTAL	FLUVIAL DESÉRTICO LITORÂNEO		BALSAS	PIAUI	340				
		MOSCOWIANO										
		BASHKIRIANO										
		SERPUKHOVIANO										
		MISSISSIPIANO										
450	PALEOZOICO	DEVONIANO	TOURNAISIANO		DELTA E PLAN. DE MARES-TEMPESTE	MESOCARBONÍFERA	CANINDE	POTI	320	MESOCARBONÍFERA		
			FAMENIANO									
			FRANSIANO									
			GIVETIANO									
			EFELIANO									
500		NEO	EMSIANO		PLATAFORMA DOM. TEMPESTE MARES, FLÚVIO-ESTUARINO PERIGLACIAL	EODEVONIANA	CANINDE	CABEÇAS	350	MESODEVONIANA-EOCARBONÍFERA		
			PRAGUANO									
			LOCHKOVIANO									
			PHILOIDIANO									
			WENLOCK									
540	CAMBRIANO	ORDOVICIANO	LIANDOVERY		FLUVIAL ENTRELAÇADO		SERRA GRANDE	JAICÓS	380	SILURIANA		
			ALDOVIANO									
			RIODONIANO									
			PIRNANTIANO									
			KATIANO									
		SANDBIANO		PLAT. RASA GLACIO-FLUVIAL LEQUE DELTAÍCO		SERRA GRANDE	TIANGUA IPU	200				
		DARRIWILLIANO										
		DARPINGIANO										
		FLOIANO										
		TRENADOCCIANO										
	PRÉ-CAMBRIANO		CONT.	FLUVIAL ALUVIAL LACUSTRE			JAIBARAS	120				
	EMBASAMENTO											

3.2 Formação Poti

A Formação Poti, foco principal deste estudo, tem sido estudada descontinuamente desde a década de 1930. Estudos geológicos aprofundados sobre essa formação são escassos. Dentre estes, destacam-se os trabalhos de Góes (1995), Lobato (2007), Lobato e Borghi (2010) e Dutra (2012).

Góes (1995) realizou uma análise faciológica em escala regional com base em dados de superfície (afloramentos) e subsuperfície (testemunho de sondagem), caracterizando 45 litofácies. Com o auxílio de dados de subsuperfície, foram identificados sistemas deltaicos (dominados por ondas e por marés) que teriam evoluído para sistemas estuarinos. Seus resultados apontam para a base da Formação Poti e o topo da Formação Longá como pertencentes a uma única sequência deposicional, relacionada a um paleoambiente deltaico/estuarino, plataformar, litorâneo e fluvial, em um sistema regressivo. Além disso, Góes (1995) identificou no topo da Formação Poti evidências de controles tectônicos, com canais fluviais bruscamente em contato com sedimentos de maré, em brusco afogamento do sistema, precedendo a grande discordância erosiva identificada tradicionalmente na bacia entre o Mississipiano e o Pensilvaniano.

Lobato (2007) caracterizou 13 fácies sedimentares, sendo 10 litofácies (Am – Arenito maciço; Ah – arenito com laminação horizontal; Ar – arenito com laminação cruzada; Ac – arenito com estratificação cruzada; Aot – arenito com estratificação ondulada truncante; Ao – arenito com laminação cruzada por ondas, Hw – arenitos e lutitos em acamamento ondulado; Hl – lutitos e arenitos em acamamento lenticular, ALd – arenitos e lutitos deformados e Dmm – diamictito maciço matriz-suportado) e três icnofácies (SK – Skolithus; CZp – Cruziana proximal e CZe – Cruziana empobrecida) na Formação Poti, em estudo baseado em testemunhos de sondagem,. Tais fácies foram agrupadas nas sucessões de fácies SF1 – Glaciomarinha; SF2-A – Costa afora/prodelta, periglacial; SF2-B – frente deltaica dominada por ondas, distal; SF2-C – Laguna Costeira; SF3 –

Antepraia; SF4-A – Frente deltaica dominada por ondas, proximal; SF4-B – Frente deltaica dominada por ondas, proximal/distal; SF4-C – desembocadura deltaica reelaborada por onda e SF5 – barra de desembocadura deltaica-canal fluvial. Através de correlações prováveis entre as diversas sucessões nos testemunhos, Lobato e Borghi (2010) caracterizaram quatro sistemas deposicionais, dos quais dois (glaciomarinho e costeiro deltaico dominado por ondas) inserem-se no topo de uma sequência de 3ª ordem, enquanto que dois outros sistemas (marinho raso dominado por ondas e flúvio-deltaico dominado por ondas) inserem-se na base de outra sequência de mesma ordem.

Dutra (2012) caracterizou 14 litofácies sedimentares, das quais oito (Ah, Am, Aot, Ar, Ac, Hw, Hl e ALd) foram diagnosticadas como correspondentes às fácies homônimas de Lobato (2007), duas (Ao e Hf) que correspondem parcialmente à fácies Ao de Lobato (2007) e quatro fácies (Ag, Ab, Cp e Fr) inéditas quando comparadas ao trabalho de Lobato (2007). Tais fácies foram agrupadas em cinco sucessões de fácies: SF1-A – frente deltaica mediana/antepraia (*shoreface*) superior; SF1-B – frente deltaica distal/antepraia (*shoreface*) inferior; SF1-C – frente deltaica proximal/praias (*foreshore*); SF2 – fluvial entrelaçado; SF3 – pró-delta dominado por rio e SF4 – leque aluvial. Petrograficamente, Dutra (2012) apresentou dados de excelentes fácies reservatórios para os arenitos da Formação Poti, com porosidades visuais superiores a 20%.

A Formação Poti encontra-se dentro do contexto da sequência Mesodevoniana-Eocarbonífera de Vaz *et al.* (2007) e diz respeito a uma sucessão de estratos que pode ser dividida em duas porções, a inferior constituída de arenitos cinza esbranquiçados, médios, com lâminas dispersas de siltito cinza-claro e a superior de arenitos cinza, lâminas de siltito e folhelhos com eventuais níveis de carvão (LIMA e LEITE, 1978). A deposição ocorreu em ambiente deltaico e de planície de maré, por vezes sob influência de tempestades (GÓES e FEIJÓ, 1994) com espessura de sedimentos estimada em mais de 300 m. Apresenta contato superior discordante com a

Formação Piauí, erosivo, em função de movimentos epirogênicos ascendentes e uma regressão de extensão global (CAPUTO, 1984) que teriam levado a erosão na bacia após a deposição da Formação Poti. Tais fenômenos ocorreram provavelmente em resposta a Orogenia Eoherciniana. Baseado em palinomorfos, a idade da Formação Poti é considerada como “Carbonífero médio a inferior” segundo Lima e Leite (1978). Melo e Loboziak (2000) atribuem uma idade do Viseano médio até pelo menos o Viseano superior para a Formação Poti.

Della Fávera (1990) destaca a ocorrência ocasional de diamictitos e carvão em camadas delgadas, além de depósitos tempestíficos na parte superior da seção. O mapa de Isópacas da Fm. Poti (Figura 6) sugere que o Lineamento Transbrasiliiano exerce forte controle de sedimentação para esta formação (CAPUTO, 1984).

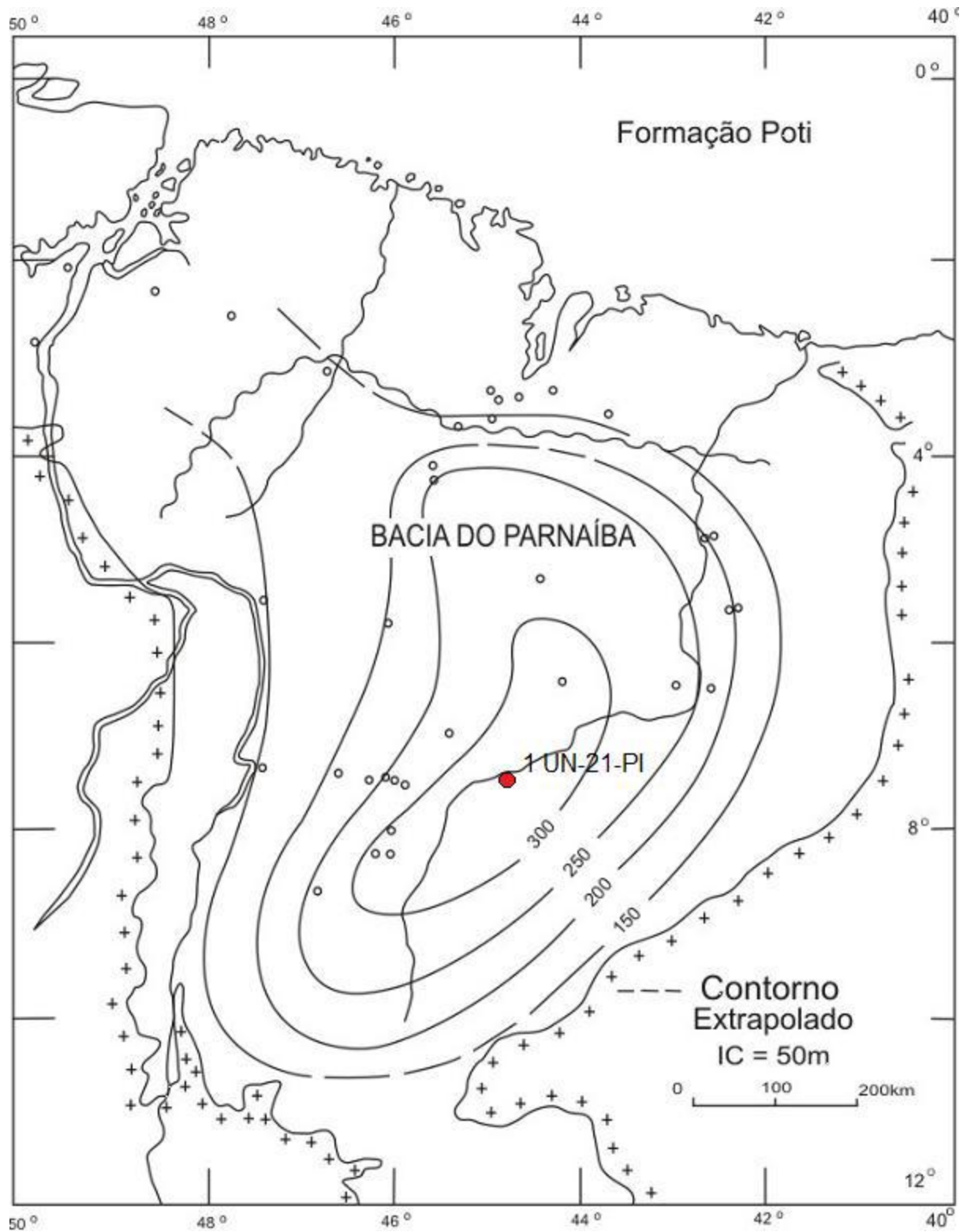


Figura 6 - Mapa de Isópacas da Formação Poti (CAPUTO, 1984). Observar o eixo de maiores espessuras NE-SW, paralelos ao lineamento Transbrasiliiano.

3.3 Magmatismo na bacia do Parnaíba

A Bacia do Parnaíba apresenta registros de dois importantes eventos magmáticos ocorridos em bacias sedimentares brasileiras durante o Mesozoico. Apesar de apresentarem idades distintas (Triássico-Jurássico e Cretáceo, respectivamente), ambos os eventos têm sua origem vinculada ao mesmo processo tectônico: a fragmentação de Pangea e abertura do oceano Atlântico. O magmatismo Mosquito (correlato ao magmatismo Penatecaua, nas bacias do Solimões e Amazonas) de idade entre 210 e 201 Ma, com idade mais provável de 206 Ma (SZATMARI *et al.*, 2004, *apud* ZALÁN, 2004), é reflexo dos eventos distensionais responsáveis pela ruptura de Pangea (230-175 Ma) que evolui para a separação da margem norte de Gondwana e consequente abertura do Oceano Atlântico Norte, afetando a Margem Equatorial brasileira

Já o magmatismo Sardinha (correlato ao magmatismo Serra Geral) de idade entre 137 Ma e 127 Ma (SZATMARI, 2003; ZALÁN, 2004), reflete o prenúncio da ruptura de Gondwana para abertura do oceano Atlântico Sul na bacia do Parnaíba (e na bacia do Paraná, no caso do magmatismo Serra Geral). Tanto os magmatismos das formações Mosquito quanto Sardinha apresentam caráter tanto intrusivo (diques e soleiras) quanto extrusivos.

A correlação feita por Misusaki e Thomaz Filho (2004) entre os eventos magmáticos que ocorreram nas bacias do Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná pode ser observada nos diagramas estratigráficos da Figura 7, a seguir.

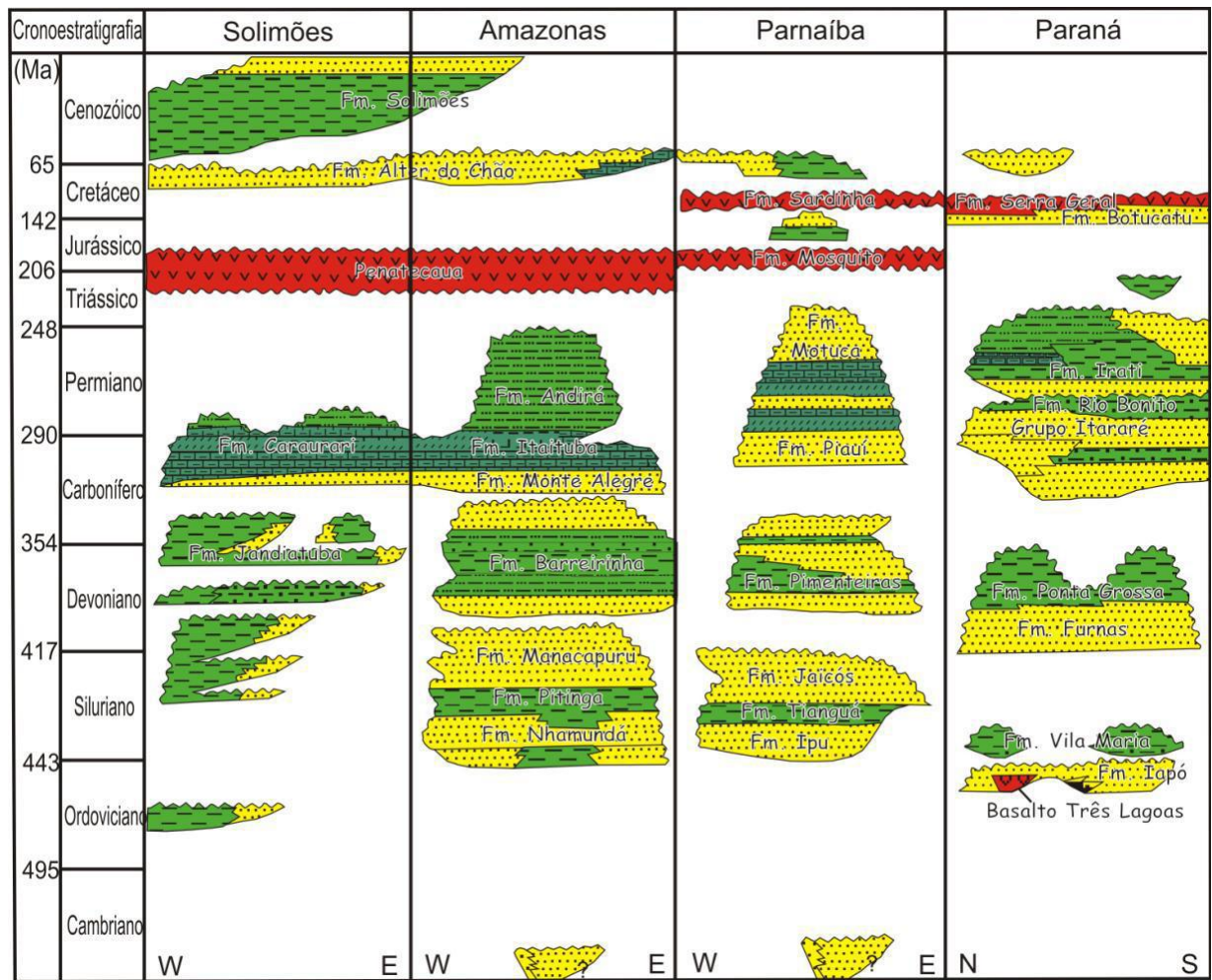


Figura 7 - Diagramas estratigráficos esquemáticos das bacias de interior cratônico brasileiras mostrando a correlação entre os principais eventos magmáticos (MIZUSAKI e THOMAZ FILHO, 2004).

3.4 Sistemas petrolíferos na bacia do Parnaíba

A bacia do Parnaíba retornou ao cenário de exploração petrolífera após duas décadas de inatividade, com a descoberta de dois campos de gás e duas outras acumulações. Os campos de Gavião Real e Gavião Azul, além das acumulações de Bom Jesus e Fazenda Torrão são resultado de um recente e agressivo plano de investimento por parte de empresas nacionais. Estas descobertas são associadas a dois sistemas petrolíferos na bacia: o sistema Pimenteiras-Cabeças – que já havia sido apontado por Milani e Zalán (1998) – além do sistema Pimenteiras-Poti, ambos caracterizados por trapas estruturais e mistas, rochas selantes representadas por folhelhos assim como diabásios, reservatórios arenosos com boa permoporosidade e rocha geradora madura e senil

(CUNHA *et al.*, 2008). O sistema Pimenteiras-Cabeças é apontado como o principal sistema petrolífero da bacia por Pessoa (2005).

A presença de intrusões ígneas foi de grande importância para o processo de maturação dos folhelhos geradores na bacia. Rodrigues (1995) associou os melhores indícios de óleo e gás aos folhelhos geradores da Formação Pimenteiras e ao efeito térmico das intrusões de diabásio. A elevada maturação destes folhelhos seria incompatível com a evolução térmica da bacia por subsidência. Ainda de acordo com Rodrigues (1995), esta influência das soleiras de diabásio no processo de maturação da matéria orgânica pode ser constatada através do aumento gradativo da reflectância da vitrinita para os folhelhos que se encontram em contato com o diabásio (Figura 8). Além disso, intrusões de diabásio em níveis estratigráficos variados podem vir a funcionar como selantes em reservatórios de ambos os sistemas.

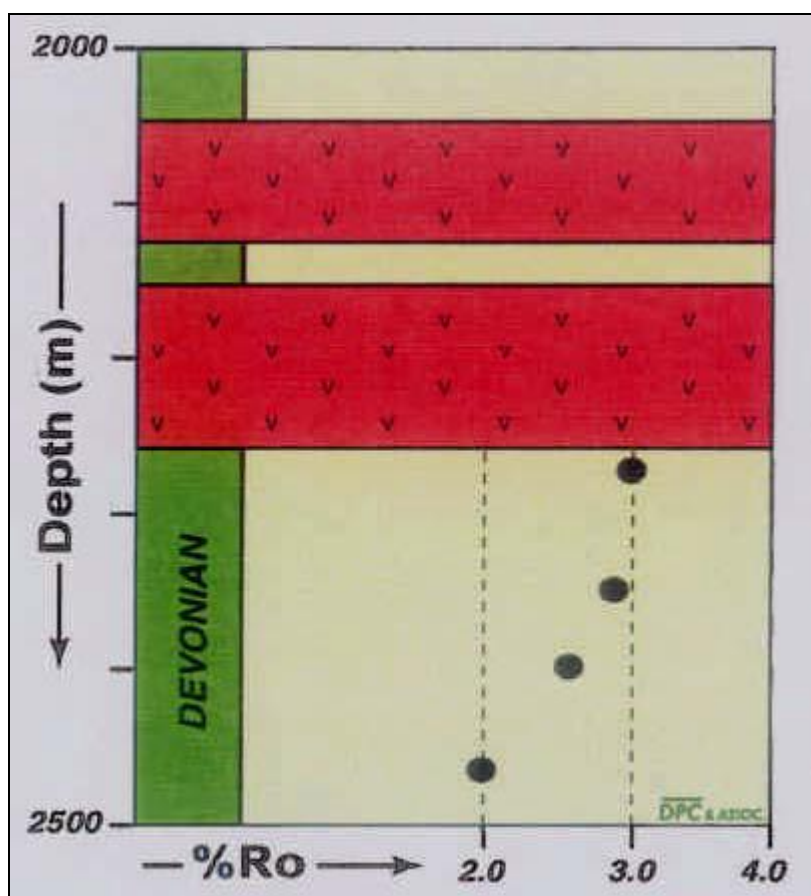


Figura 8 - Aumento gradativo da reflectância da vitrinita nas proximidades da intrusão de diabásio (RODRIGUES, 1995).

Góes *et al.* (1990) sugeriram que corpos lenticulares dentro da própria Formação Pimenteiras poderiam servir como reservatórios de hidrocarbonetos, visto que o processo de migração seria facilitado pelo contato direto com as rochas geradoras.

Pessoa (2005) especula ainda a existência de três outros sistemas petrolíferos na bacia: o sistema Tianguá-Ipu (geração de hidrocarbonetos nos folhelhos marinhos da Formação Tianguá enquanto os reservatórios seriam os arenitos e conglomerados fluviais da Formação Ipú); o sistema Tianguá-Jaicós (geração de hidrocarbonetos também nos folhelhos da Formação Tianguá mas os reservatórios seriam os arenitos e conglomerados também fluviais da Formação Jaicós) e o sistema Codó-Itapecuru (cuja geração de hidrocarbonetos se daria nos folhelhos lacustres da Formação Codó e os arenitos fluviais da Formação Itapecuru seriam os reservatórios).

3.4.1 Campo Gavião Real

O campo Gavião Real é caracterizado pelo sistema petrolífero Pimenteiras-Poti. De acordo com Cunha *et al.* (2008), a principal seção de rocha geradora do campo, situada na zona de maturação senil devido ao efeito térmico ativado por intrusões ígneas, contém aproximadamente 40 m de espessura nas áreas de campos de gás e aproximadamente 2% de matéria orgânica residual total. Ainda de acordo com Cunha *et al.* (2008), os arenitos reservatórios da Formação Poti apresentam porosidades que variam entre 9% e 27%, com uma porosidade média de 18%. Além disso, apresentam *gross-pay* = 50 m e *net-pay* = 47,5 m. Sua trapa é associada a um mecanismo “exótico” chamado “*sill-jump*”, no qual, localmente, o corpo ígneo muda o nível estratigráfico. Deste ponto de vista, a feição de trapeamento parece uma cobertura magmática que envolve um corpo sedimentar. Portanto, trata-se de uma trapa mista já que o campo de gás está relacionado a um grande volume de rocha siliciclástica limitado por uma feição magmática, resultante de um evento estrutural que causou a intrusão da rocha ígnea e subsequente deformação responsável pela geração

da trapa; ou seja, ao mesmo tempo que a soleira de diabásio agiu como elemento formador da trapa, ela também funcionou como selo para a acumulação de gás.

Os bons valores e porosidade para os arenitos da Formação Poti encontram-se ilustrados na fotomicrografia da Figura 9, relativa à lâmina 001 do presente trabalho.

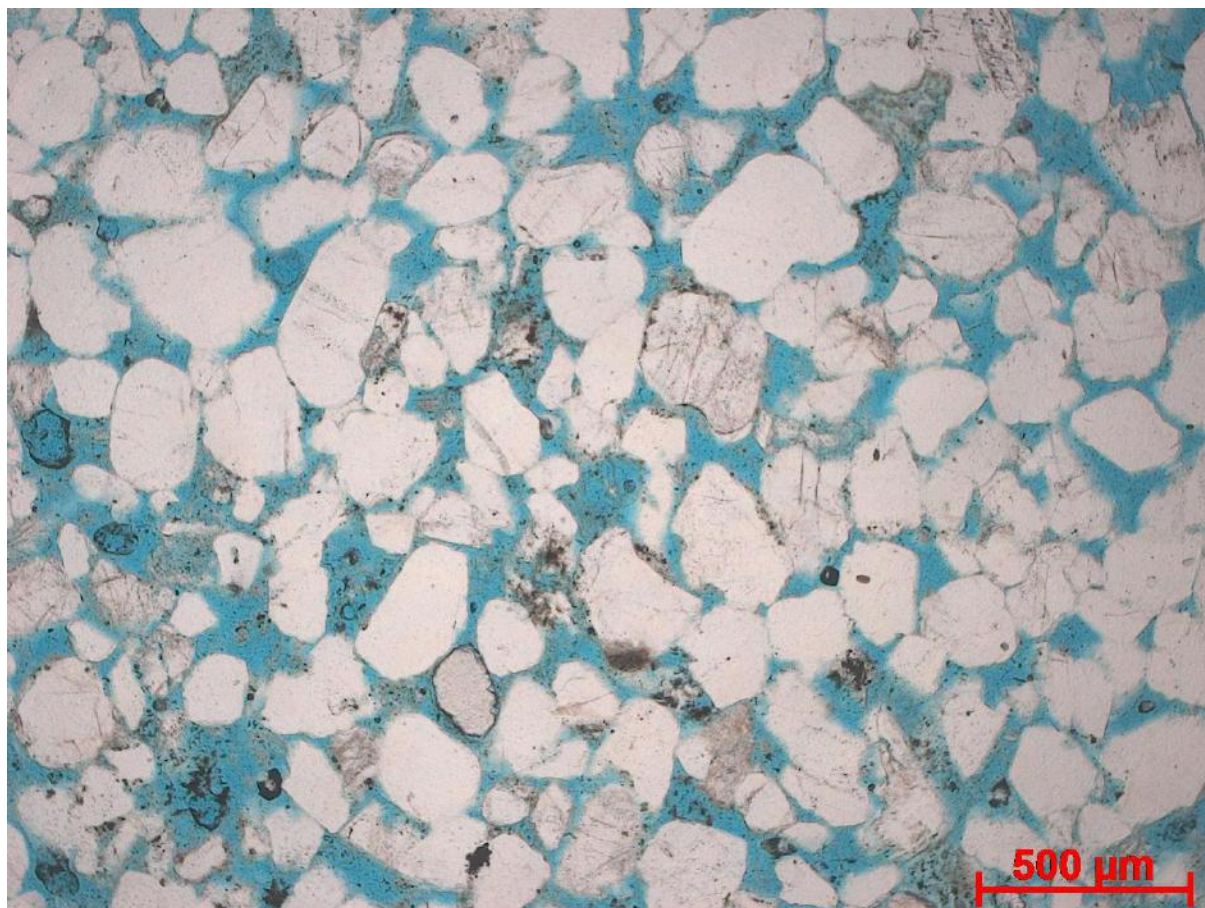


Figura 9 - Fotomicrografia de arenito da Formação Poti, bem selecionado, com grãos arredondados e composição subarcoseana (lâmina 001, referente à profundidade 243,00 m no poço 1 UN-21-PI) em nicóis paralelos. Observar as boas características permoporosas apresentadas.

3.4.2 Campo Gavião Azul

O campo Gavião Azul é caracterizado pelo sistema petrolífero Pimenteiras-Cabeças. Por causa de sua proximidade com o campo Gavião Real, os folhelhos geradores da Formação Pimenteiras apresentam as mesmas características de conteúdo de matéria orgânica, espessura e estágio de maturação. Os principais reservatórios deste campo são representados por arenitos permoporosos da Formação Cabeças, que apresenta porosidades variando entre 9% e 21%, com

uma porosidade média de 14%. Apresentam *gross-pay* = 20 m e *net-pay* = 16 m. O traqueamento é caracterizado por um anticlinal com fechamento em quatro direções. Esta feição é resultado de um evento tectônico transpressivo que ocorreu imediatamente após o episódio de intrusão magmática do Juro-triássico, associado à separação dos continentes sulamericano e africano. Similarmente ao campo Gavião Real, o campo Gavião Azul tem seus principais selos associados a soleiras de diabásio (CUNHA *et al.*, 2008).

4 RESULTADOS

4.1 Petrografia

4.1.1 Arenitos

As descrições e classificações das quatro lâminas petrográficas de amostras de arenitos da Formação Poti utilizadas neste trabalho encontram-se no Apêndice A.

4.1.2 Rochas Vulcânicas Básicas

As rochas vulcânicas básicas descritas são holocristalinas e apresentam estrutura maciça e granulação fina (< 1 mm). Possuem textura equigranular fina, subofítica a intergranular (Figura 10). A assembleia mineral primária é composta por: traços de minerais opacos (provável ilmenita); 45-55% de clinopiroxênio augítico e 45-55% de plagioclásio (labradorita ou andesina). Os cristais de augita apresentam hábito predominantemente subédrico, podendo ser anédrico granular no caso de cristais de menor granulação. Podem se organizar na forma de agregados plumosos (Figura 11) e raramente apresentam zonamentos internos, com bordas rosadas, mais ricas em Ti O plagioclásio apresenta hábito euédrico a subédrico ripiforme, sendo os cristais por vezes esqueletais.



Figura 10 - Fotomicrografia referente a lâmina B, de profundidade 254,00 m, em nicóis cruzados. Observar a predominância de augita e plagioclásio, formando textura subofítica.



Figura 11 - Agregado plumoso de augita (clinopiroxênio) em nicóis cruzados, referente à lâmina A do presente estudo.

4.2 Geração de perfis

4.2.1 Geração do pseudo-perfil sônico

Uma vez que se tem um perfil de resistividade profunda, um pseudo-perfil sônico pode ser gerado com base em dois diferentes métodos. De acordo com o método de Faust, apresentado abaixo, é possível obter uma aproximação não-linear entre os perfis sônico, a profundidade e resistividade medidas (Faust, 1951):

$$\Delta t_{\log} = (10^6) / (a \cdot Z_{\log}^{(1/6)} \cdot R_{\log}^{(1/6)}) \quad (1)$$

No qual:

Δt_{\log} = tempo de trânsito no intervalo medido

$a = 2000$ (para profundidades medidas em m)

Z_{\log} = profundidade medida (m)

R_{\log} = resistividade no intervalo medido (ohm.m)

O método de Faust é simples, mas não fornece estimativas tão boas de tempo de trânsito quanto o método seguinte (“Time Average”), que necessita também de um perfil de raios gama como base (Brito Dos Santos *et al.*, 1988):

$$\Delta t_{\log} = \Delta t_f \cdot fR + (\Delta t_{sh} \cdot f_{sh} + \Delta t_{ma}(1 - f_{sh}))(1 - fR) \quad (2)$$

No qual:

Δt_{\log} = tempo de trânsito no intervalo medido

Δt_f = tempo de trânsito no fluido intersticial

$$fR = (0,81R_w / R_{\log})^{(1/2)}$$

R_w = resistividade da água presente na formação

R_{\log} = resistividade no intervalo medido

Δt_{sh} = tempo de trânsito médio em folhelho

$$f_{sh} = 0,33(2)^{(2V_{sh}) - 1}$$

$$V_{sh} = (GR_{\log} - GR_{\min}) / (GR_{\max} - GR_{\min})$$

GR_{\log} = resposta do perfil de raios gama no intervalo medido

GR_{\min} = resposta mínima do perfil de raios gama correspondente a um arenito limpo

GR_{\max} = resposta máxima do perfil de raios gama correspondente a um folhelho puro

Δt_{ma} = tempo de trânsito no material que compõe a matriz

Os valores de tempo de trânsito dos arenitos (material que compõe a matriz) e tempo de trânsito em folhelhos foram retirados da abordagem mais simples do método de Faust, supracitado. O valor de resistividade da água é aproximado, uma vez que o único valor de resistividade da água encontrada na formação pôde ser obtido convertendo-se condutividade para resistividade de acordo com os dados de Pereira e Santos (2002).

Uma vez que essa última abordagem fornece melhores estimativas que a de Faust, preferiu-se utilizar este pseudo-perfil para a geração do perfil de porosidade diretamente a partir do perfil sônico e também para geração do pseudo-perfil de densidade, que viria a ser utilizado para gerar um segundo perfil de porosidade. Os perfis sônicos gerados por ambos os métodos são mostrados na Figura 12.

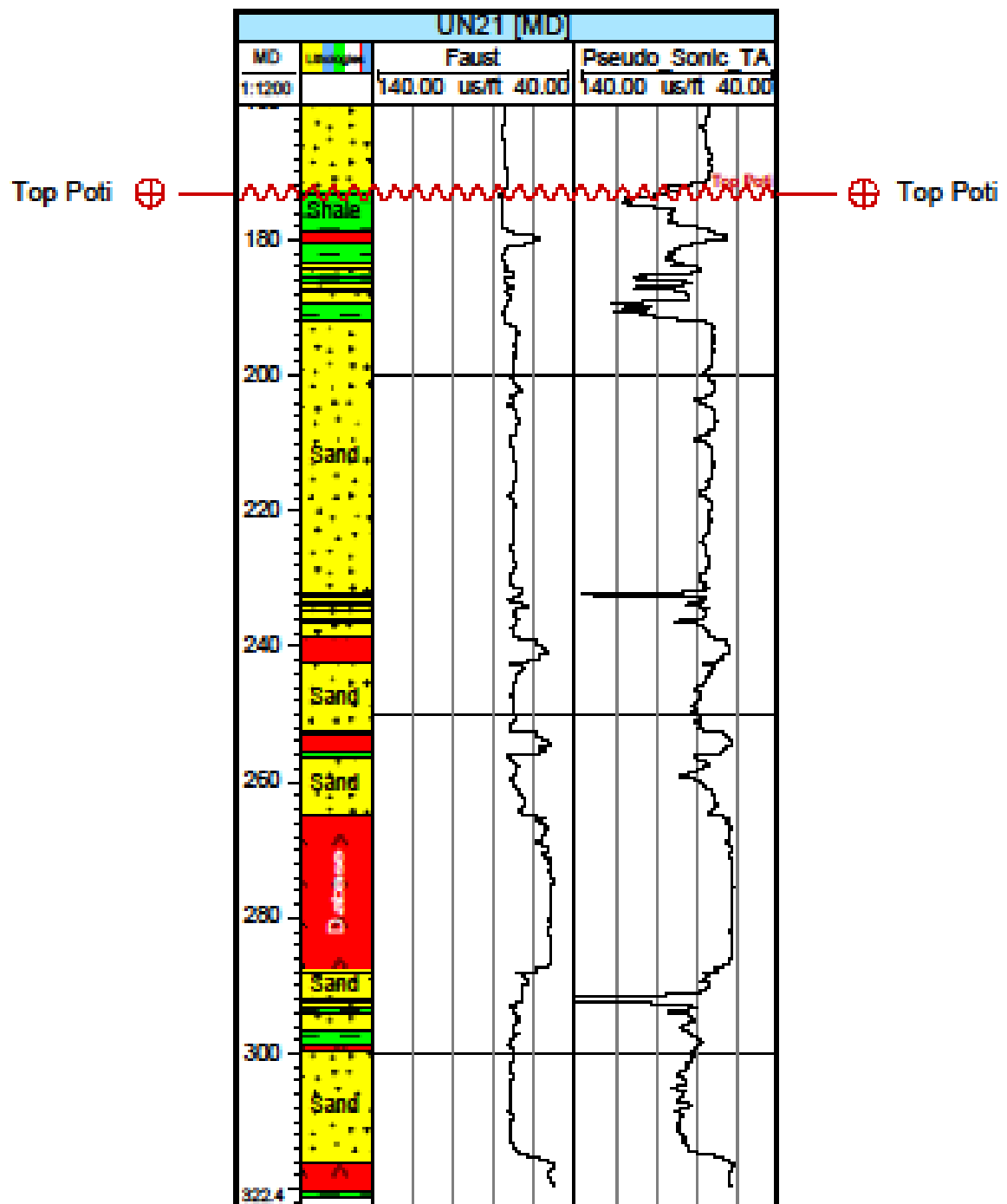


Figura 12 - Perfis sônicos gerados a partir dos métodos de Faust e “Time Average”.

4.2.2 Geração do pseudo-perfil de densidade

Um pseudo-perfil de densidade pode ser gerado a partir de um perfil sônico de acordo com a relação de Gardner (GARDNER *et al.*, 1974):

$$\rho_{\log} = 0,23(1000000/\Delta t_{\log})^{0,25}$$

(3)

Na qual:

ρ_{\log} = densidade do intervalo medido

Δt_{\log} = tempo de trânsito no intervalo medido

A curva gerada pode ser observada na Figura 13, a seguir.

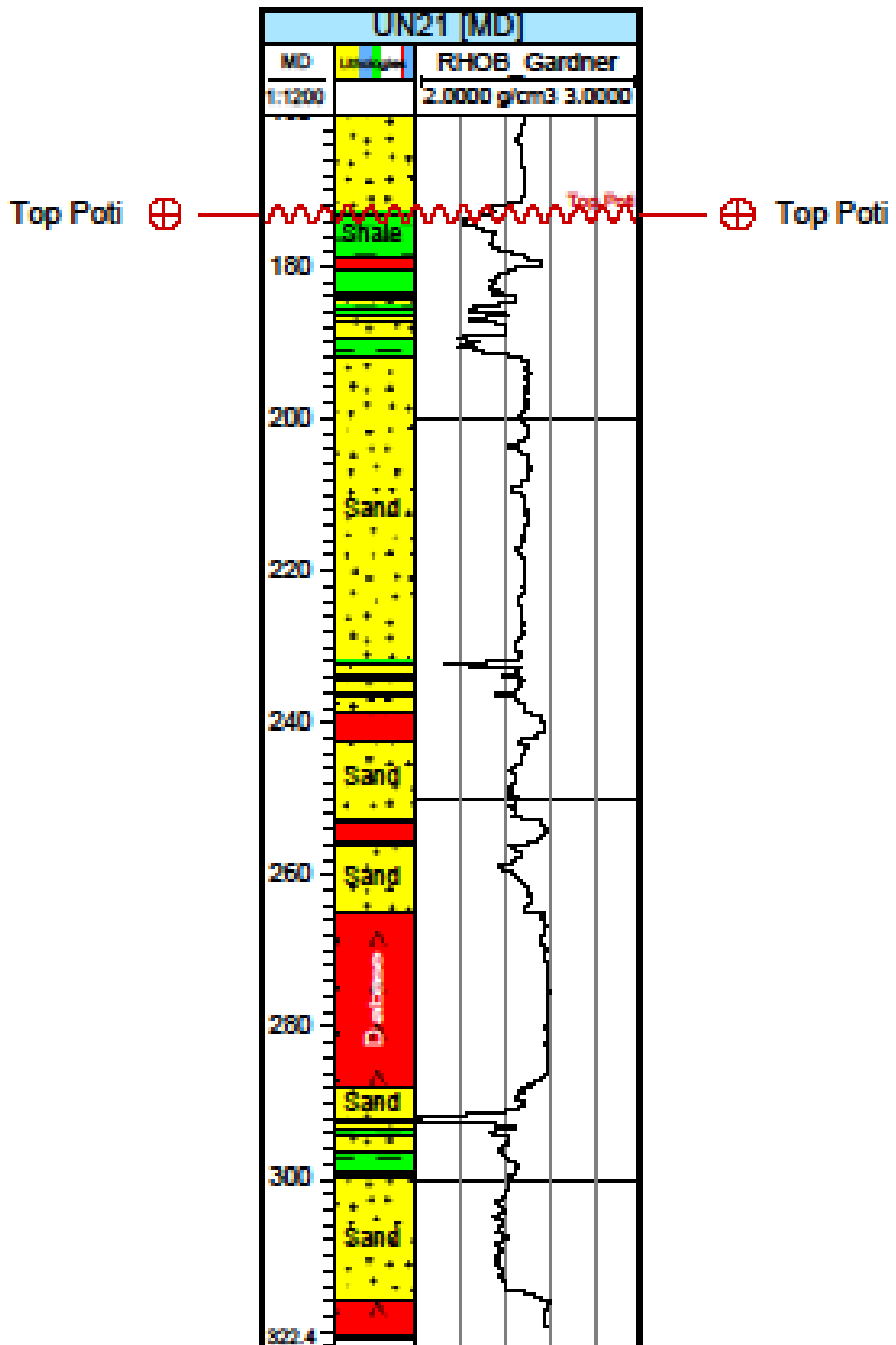


Figura 13 - Pseudo-perfil de densidade, gerado a partir do método de Gardner.

Uma vez gerados os pseudo-perfis sônico e de densidade, pode-se aplicar as relações teóricas existentes entre os mesmos e o perfil de porosidade. Tais relações serão apresentadas a seguir (de acordo com Rider, 1986).

4.2.3 Porosidade a partir do perfil sônico

A porosidade pode ser calculada a partir do perfil sônico de acordo com a equação de Wyllie (WYLLIE *et al.*, 1958), apresentada a seguir:

$$\Delta t_{\text{og}} = \phi \Delta t_f + (1 - \phi) \Delta t_{\text{ma}} \quad (4)$$

Que pode ser reescrita na forma:

$$\phi = (\Delta t_{\text{og}} - \Delta t_{\text{ma}}) / (\Delta t_f - \Delta t_{\text{ma}}) \quad (5)$$

Na qual:

ϕ = porosidade

Δt_{og} = tempo de trânsito no intervalo medido

Δt_{ma} = tempo de trânsito no material que compõe a matriz

Δt_f = tempo de trânsito no fluido intersticial

Em geral, porosidades derivadas de perfis sônicos são inferiores às derivadas de perfis de nêutron ou densidade (RIDER, 1986). Para calcular valores de porosidade a partir do sinal sônico, informações específicas do tempo de trânsito do material que compõe a matriz (arenitos no caso) e do tempo de trânsito do fluido intersticial (visto que o poço é jorrante e que, de acordo com

Pereira e Santos (2002) o aquífero Poti/Piauí apresenta água doce) seriam necessárias. Como tais dados não se encontram disponíveis, valores representativos teriam que ser retirados da literatura mais uma vez. Valores típicos de resposta do perfil sônico podem ser encontrados na Tabela 2 (RIDER, 1986). Apesar dos valores de tempo de trânsito para o material que compõe a matriz e para os fluidos intersticiais poderem ser relativamente constantes, a incerteza em relação aos mesmos aumenta rapidamente com variações litológicas ou hidroquímicas (RIDER, 1986). Como consequência, a comparação com os valores de porosidade medidos em lâmina se mostra razoável, mas não tão precisa quanto aquela derivada do perfil de densidade, que não apresenta tal variação. Portanto, optou-se por utilizar o método para cálculo de porosidade derivado do pseudo-perfil de densidade, que será apresentado a seguir.

No entanto, vale ressaltar que a abordagem relativa à utilização do pseudo-perfil sônico fornece a ordem de magnitude dos valores de porosidade. Além disso, se por qualquer motivo não houvesse a possibilidade de se utilizar o perfil de densidade, este método poderia ser utilizado como uma alternativa para tais estimativas.

Tabela 2 - Resposta do perfil sônico para material que compõe a matriz do fluido intersticial (RIDER, 1986).

	Material	Tempo de trânsito ($\mu\text{s}/\text{ft}$)
Litologias comuns	Arenitos	53-100
	Calcários	47,6-53
	Folhelhos	60-170
Fluidos	Metano	626
	Óleo (40° API)	238
	Água (80 °F):	
	Doce	189-207
	Salgada (33,000 ppm)	180

4.2.4 Porosidade a partir do perfil de densidade

A porosidade pode ser calculada de acordo com dados retirados do perfil de densidade a partir da seguinte equação (similar à equação de Wyllie):

$$\rho_{\log} = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} \quad (6)$$

Que pode ser reescrita na seguinte forma:

$$\phi = (\rho_{\log} - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma}) \quad (7)$$

Na qual:

ϕ = porosidade

ρ_{\log} = densidade do intervalo medido

ρ_{ma} = densidade do material que compõe a matriz (ou densidade do grão)

ρ_f = densidade do fluido intersticial

O valor de densidade para ρ_{ma} utilizado foi 2,65 g/cm³, referente a densidade do quartzo. Já o valor de ρ_f utilizado foi 1,0 g/cm³, referente a densidade da água doce. O perfil de densidade deve ser desconsiderado quando seu valor estiver abaixo de 2 g/cm³, com a finalidade de negligenciar efeitos não desejados que poderiam levar à valores de porosidade superestimados.. Vale ressaltar que a geração do pseudo-perfil de densidade que serve de base para essa estimativa de porosidade já havia utilizado como base um pseudo-perfil sônico, que por sua vez foi gerado a partir da fórmula (2), que inclui variáveis cujos valores foram retirados da literatura, uma vez que não há medidas precisas disponíveis dos mesmos.

Torna-se importante notar também que os valores medidos de porosidade em lâmina petrográfica são obtidos sob condições de pressão atmosférica e precisariam ser corrigidos para condições *in situ* para se aproximar à verdadeira porosidade sob profundidade ou valores calculados nos perfis.

Uma comparação entre o perfil de porosidade gerado a partir do pseudo-perfil de densidade (com enfoque na Formação Poti) e os valores pontuais de porosidade medidos em lâminas petrográficas pode ser visto na Figura 14.

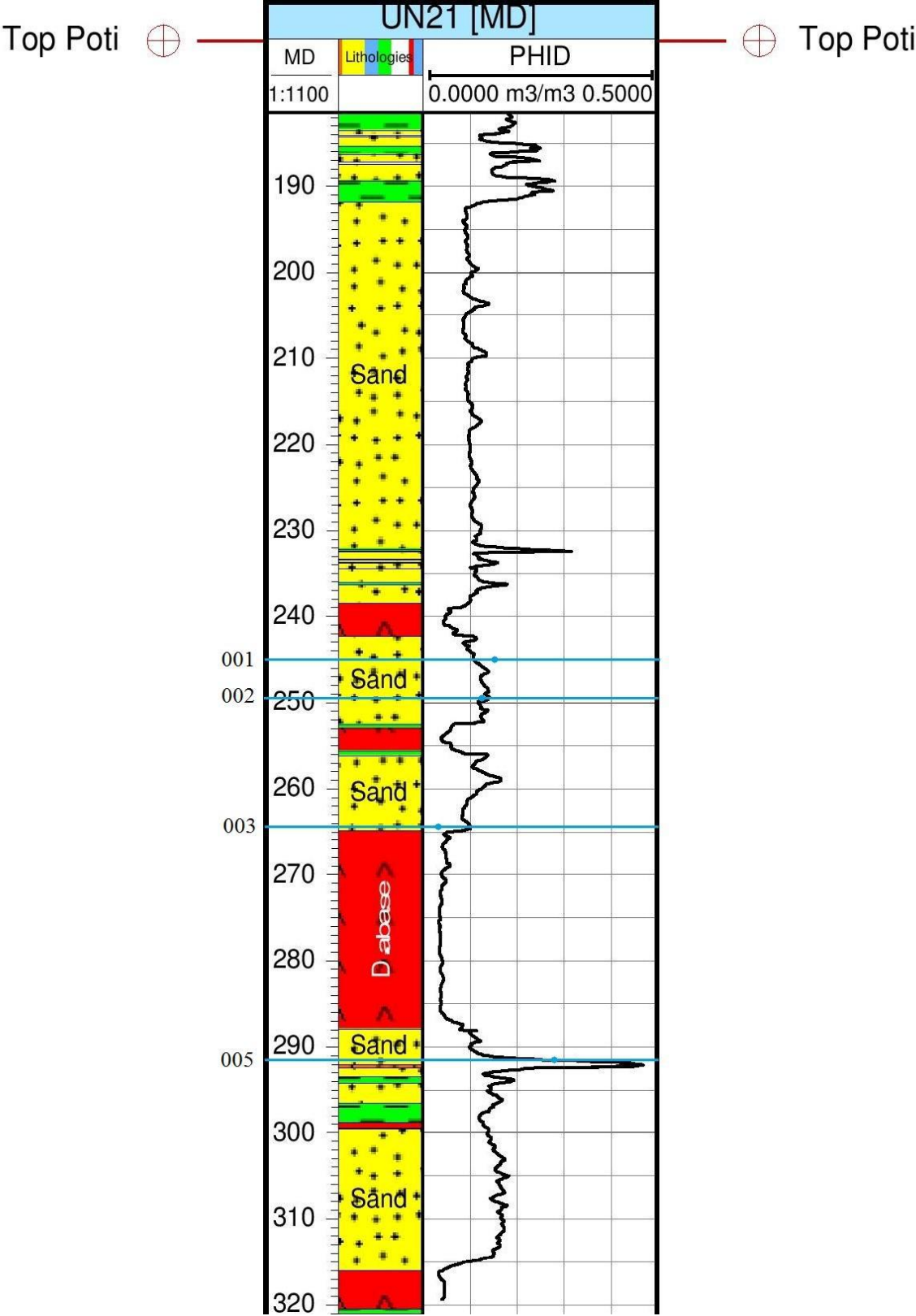


Figura 14 – Perfil de porosidade gerado a partir do pseudo-perfil de densidade para a Fm. Poti, e sua comparação com valores de porosidade medidos em lâminas petrográficas (lâminas 001, 002, 003 e 005 de arenitos da Formação Poti).

4.2.5 Perfil de argilosidade e sua influência nos níveis com potencial reservatório

O potencial avaliado dos níveis de reservatório da Formação Poti consiste predominantemente de sequências de arenitos e folhelhos intercalados, com eventuais derrames de diabásio, como é o caso do poço referente ao presente estudo. As relações apresentadas acima entre pseudo-perfis sônico e de densidade e seus respectivos valores de porosidade associados levam em consideração apenas os valores dos parâmetros que constituem a matriz (arenitos). Caso esses permaneçam constantes ao longo do poço, a relação entre os valores destes mesmos pseudo-perfis e porosidade permanece aceitável. Uma vez que ocorram variações nas propriedades da matriz ao longo do intervalo estudado, a porosidade calculada utilizando-se a fórmula (7) não pode ser considerada correta. Neste caso, o percentual de argila presente na rocha precisa ser avaliado e levado em consideração.

Em teoria, a argilosidade percentual pode ser derivada do perfil de raios gama, já que o volume de argila apresenta uma relação linear com o valor obtido em tal perfil (mas apenas se assumirmos que os minerais de argila que contêm potássio radioativo são os únicos responsáveis pelo sinal do perfil de raio gama). Tal relação encontra-se representada a seguir:

$$V_{sh} = (GR_{log} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min}) \quad (8)$$

Na qual:

V_{sh} = argilosidade

GR_{log} = resposta do perfil de raios gama no intervalo medido

GR_{min} = resposta mínima do perfil de raios gama correspondente a um arenito limpo

GR_{max} = resposta máxima do perfil de raios gama correspondente a um folhelho puro

Vale ressaltar que a relação acima apenas resultaria em boas estimativas do percentual de argilosidade caso o valor máximo e mínimo correspondam respectivamente a um arenito limpo ($V_{sh} = 0\%$) e um folhelho puro ($V_{sh} = 100\%$).

Com esse perfil, pode-se observar a influência das intrusões de diabásio nos folhelhos ou níveis mais argilosos, como discutido mais à frente. O perfil de argilosidade pode ser observado em conjunto com o de raios gama na Figura 15.

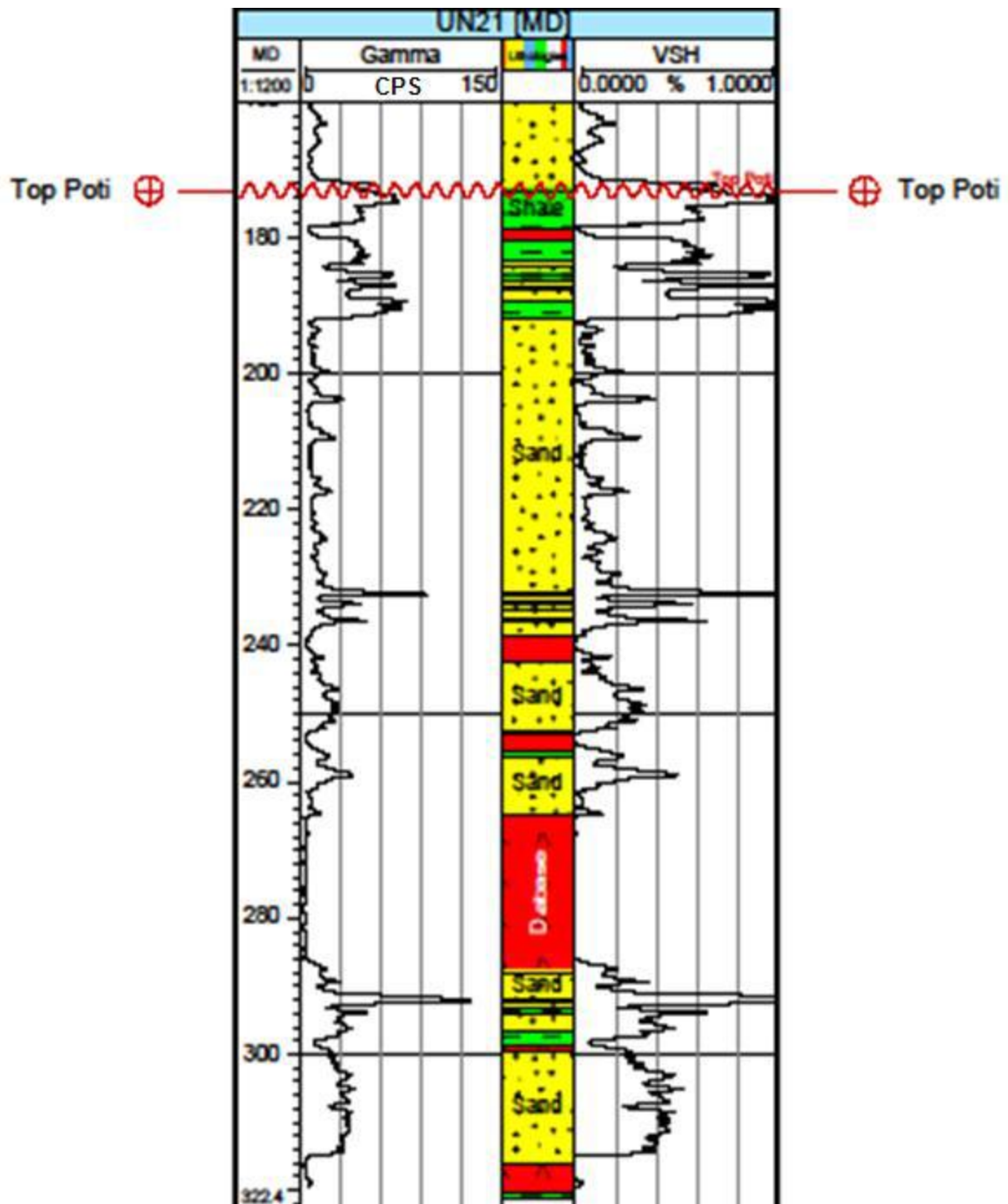


Figura 15 - Perfil de argilosidade gerado a partir do perfil de raios gama, de acordo com a equação (8).

4.3 Cálculo da porosidade e diferenças petrográficas

Uma tabela comparativa com os valores de porosidade nos intervalos calculados com os valores medidos em lâmina petrográfica encontra-se a seguir (Tabela 3). Um detalhamento maior acerca dos valores de porosidade visual pode ser encontrado no Apêndice A.

Tabela 3 - Valores comparativos de porosidade encontrados no cálculo do perfil e observados em lâmina petrográfica.

Lâmina	Profundidade (m)	PHID (%)	Porosidade Visual (%)
001	243,00	11,2	14,7
002	249,50	13,6	12,7
003	264,40	10,1	3,0
005	291,50	25,2	27,7

Como podemos observar na tabela acima, com exceção da lâmina 003, referente à profundidade 264,40 m, o restante dos valores calculados parece aceitável. A discrepância de valores relacionados à lâmina 003 pode ser explicada pela forte cimentação por dolomita que a mesma apresenta (Figura 16), que parece não alterar os parâmetros petrofísicos utilizados para o cálculo de porosidade. Logo, a descrição original do perfil do poço não pode ser desconsiderada, uma vez que já alerta sobre a presença de tais intervalos com a denominação “calcífero” referente. No entanto, as lâminas 001, 002 e 005 também apresentam tal denominação nos seus respectivos intervalos arenosos e não apresentam uma cimentação tão forte (além de sua cimentação ser de fato calcítica e não dolomítica). Portanto, a proximidade da lâmina 003, que encontra-se a apenas 0,46 m, da maior intrusão de diabásio no poço (com 23,04 m de espessura) parece estar diretamente relacionada ao fator de cimentação do arenito nesta profundidade. Estudos diagenéticos mais aprofundados precisam ser realizados, mas as intrusões de diabásio, principalmente as de grande porte, parecem acelerar o processo de eodiagênese a mesodiagênese rasa nestes arenitos.

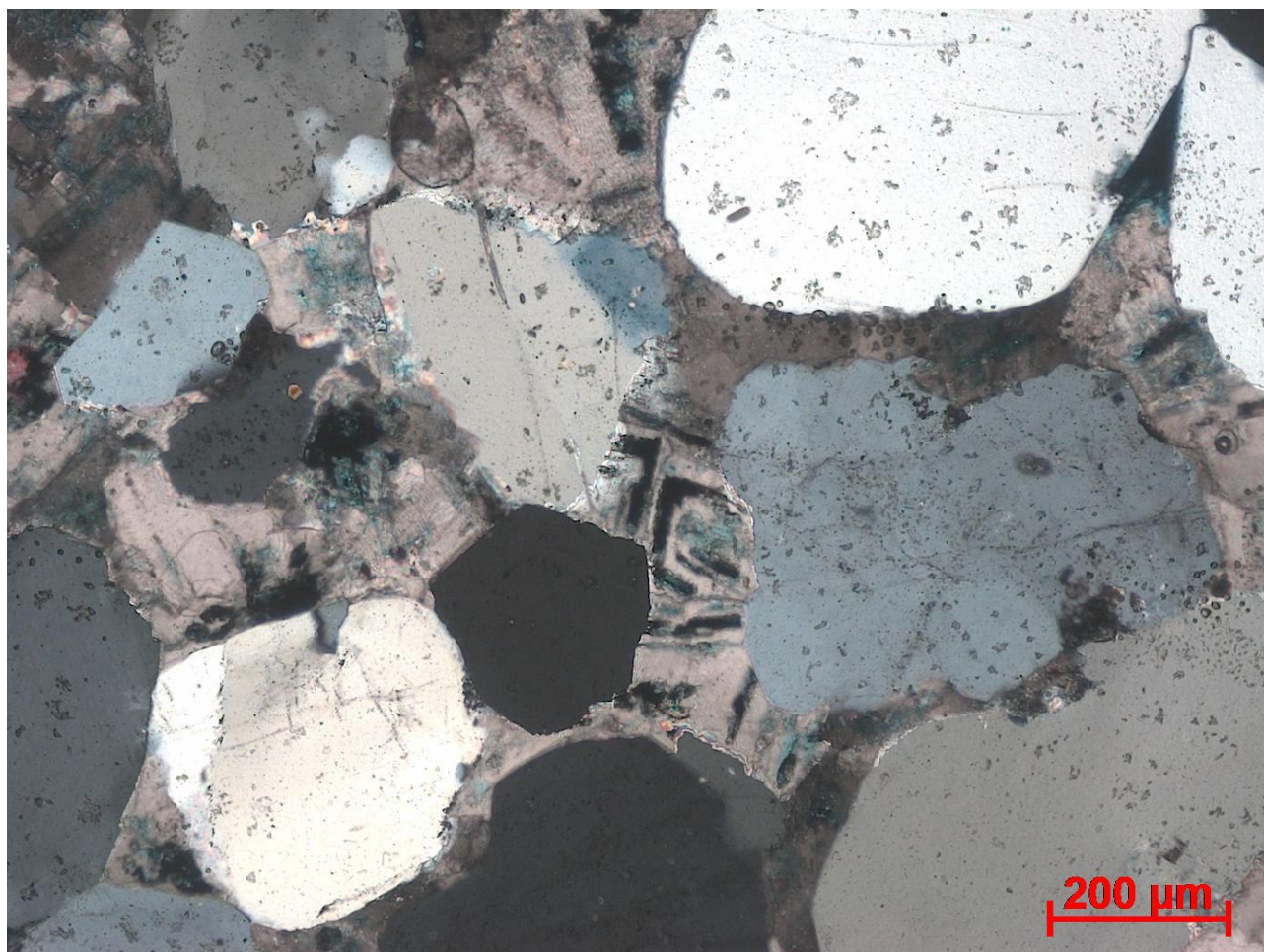


Figura 16 - Fotomicrografia de parte da lâmina 003, em nicóis cruzados. Observar a forte cimentação dolomítica presente no arenito.

4.4 Eletrofácies

A partir dos perfis gerados, torna-se possível separar o perfil litológico em três eletrofácies distintas: reservatório (“Reservoir”), Possível Reservatório (“Possible”) e Não-reservatório (“Non-reservoir”). O termo eletrofácies aqui utilizado segue o conceito de “fácies litológicas” através de perfis geofísicos, representando intervalos em profundidade, que exibem respostas mais constantes dos valores das propriedades medidas nos perfis (ROSA, 2006).

Para tal, foi utilizado o método de redes neurais artificiais. Como resultado, obteve-se a seguinte distribuição de eletrofácies no poço (Figura 17).

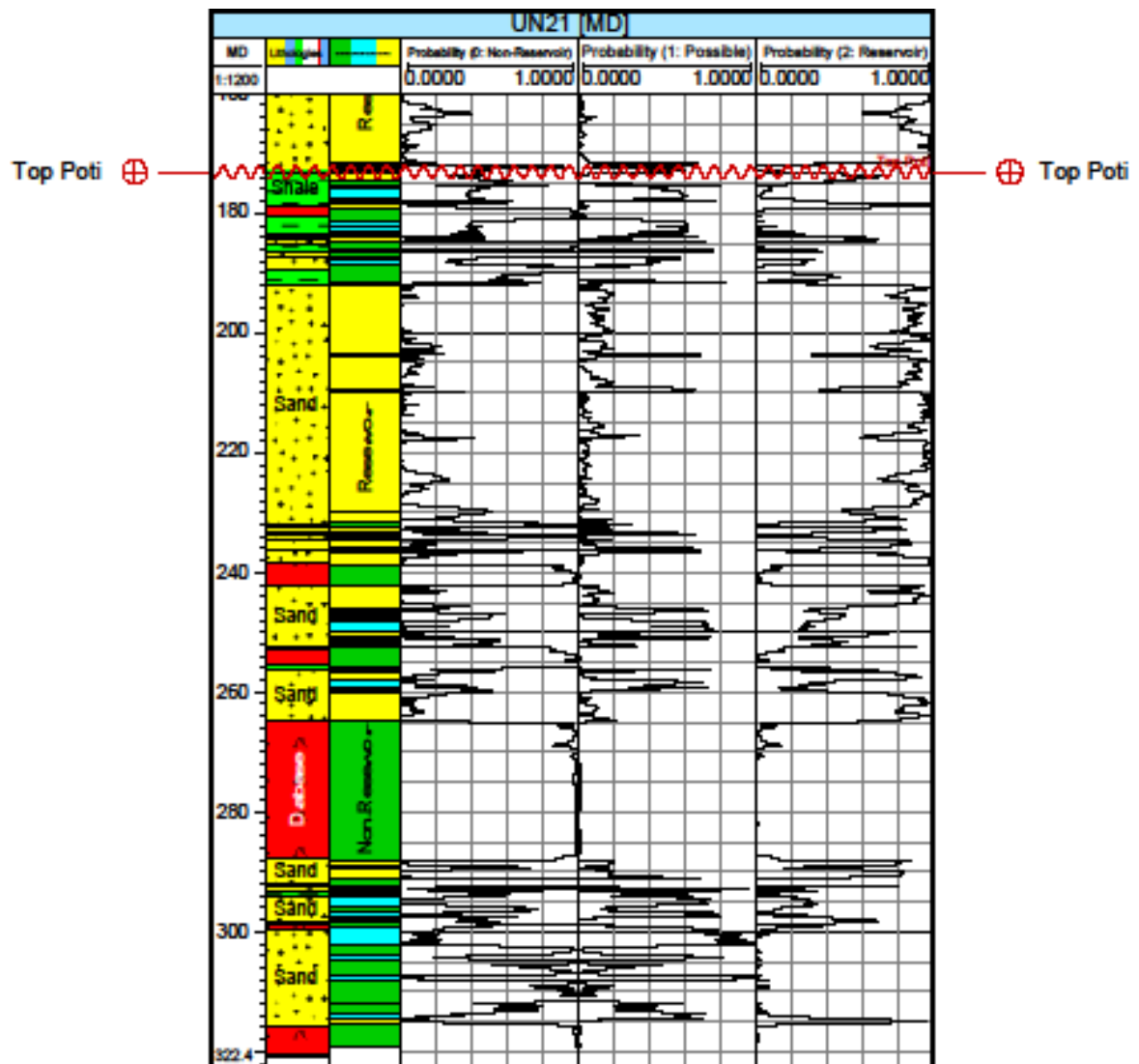


Figura 17 - Distribuição das eletrofácies no poço: em verde eletrofácies Não-reservatório, em azul eletrofácies Possível Reservatório e em amarelo eletrofácies Reservatório. As curvas adjacentes representam as probabilidades de classificação de cada eletrofácies.

Uma tabela síntese (Tabela 4) com os principais aspectos diagnósticos das eletrofácies pode ser observada a seguir.

Tabela 4 - Tabela síntese de eletrofácies

Eletrofácies	Código	Aspectos diagnósticos	Interpretação	Cor
Não-reservatório	0	Valores de resistividade muito altos (em geral $> 1.000 \text{ ohm. m}$) ou valores de resistividade mais baixos associados a valores altos de raios gama ($> 35 \text{ CPS}$), chegando a valores de raios-gama maiores que 100 CPS . Frequências de porosidades porosidade em um intervalo amplo ($< 5\%$ a $> 25\%$), mas com predominância de valores mais baixos. A distribuição dos dados de intervalo de trânsito e densidade são semelhantes à de porosidade, uma vez que possuem uma relação linear.	Diabásios e folhelhos, sem potencial reservatório e, raramente, arenitos com valores de argilosidade muito altos	Verde
Possível Reservatório	1	Valores baixos de resistividade e maiores frequências de valores intermediários de raios-gama ($20-60 \text{ CPS}$). Possui um intervalo de valores de porosidade alto ($5-20\%$) com uma distribuição aproximadamente normal. A distribuição dos dados de intervalo de trânsito e densidade são semelhantes à de porosidade, uma vez que possuem uma relação linear.	Arenitos argilosos e folhelhos com possível potencial reservatório, em geral próximos a intrusões de diabásio	Azul
Reservatório	2	Valores baixos de resistividade e valores baixos de raios gama ($< 50 \text{ CPS}$). Apresenta valores de porosidade concentrando-se em um intervalo mais restrito que o da eletrofácies Possível Reservatório, com distribuição normal, mas pode apresentar picos de valores mais altos. A distribuição dos dados de intervalo de trânsito e densidade são semelhantes à de porosidade, uma vez que possuem uma relação linear.	Arenitos permoporosos que apresentam baixa argilosidade ou folhelhos reservatórios próximos a intrusões de diabásio	Amarelo

4.5 Análise Estatística

Posteriormente à classificação dos dados através do método de redes neurais, foram confeccionados e analisados histogramas dos perfis de raios gama, resistividade, sônico, densidade e porosidade. Tais dados constituem importantes ferramentas de estimativa da função densidade de probabilidade na etapa inicial da análise de um conjunto amostral (ROSA, 2006).

Os dados foram separados para análise de acordo com cada eletrofácies obtida: eletrofácies Não-reservatório (“General Discrete: 0”), eletrofácies Possível Reservatório (“General Discrete: 1”) e eletrofácies Reservatório (“General Discrete 2”). Os histogramas para cada eletrofácies serão apresentados a seguir, com seus respectivos dados estatísticos: moda (“Mode”), mediana (“Median”), média aritmética (“arithmetic mean”), número de valores possíveis (“Possible values”), desvio médio (“Average deviation”), desvio padrão (“Standard deviation”), número de valores que faltam (“Missing values”), variância (“Variance”), valor mínimo (“Minimum value”), valor máximo (“Maximum value”), assimetria (“Skewness”) e curtose (“Kurtosis”).

4.5.1 Análise estatística: eletrofácies Não-reservatório

Para a eletrofácies de rochas não-reservatório (“General Discrete: 0”), tem-se os seguintes histogramas, com seus respectivos dados estatísticos (figuras 18, 19, 20, 21 e 22):

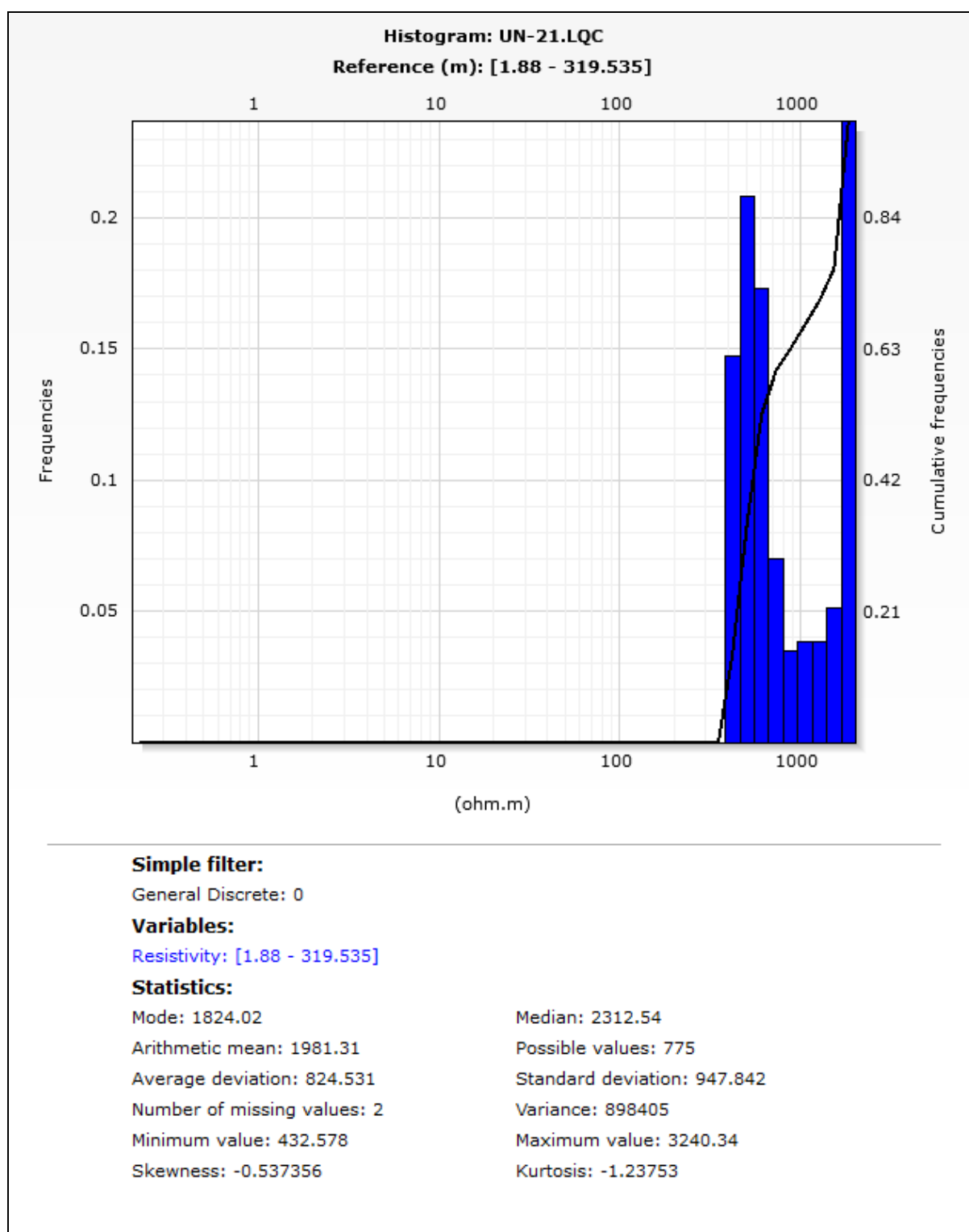


Figura 18 - Histograma dos dados de resistividade, referentes à eletrofácies Não-reservatório no poço 1 UN-21-PL. Observar a distribuição bimodal dos dados de resistividade nesta eletrofácies.

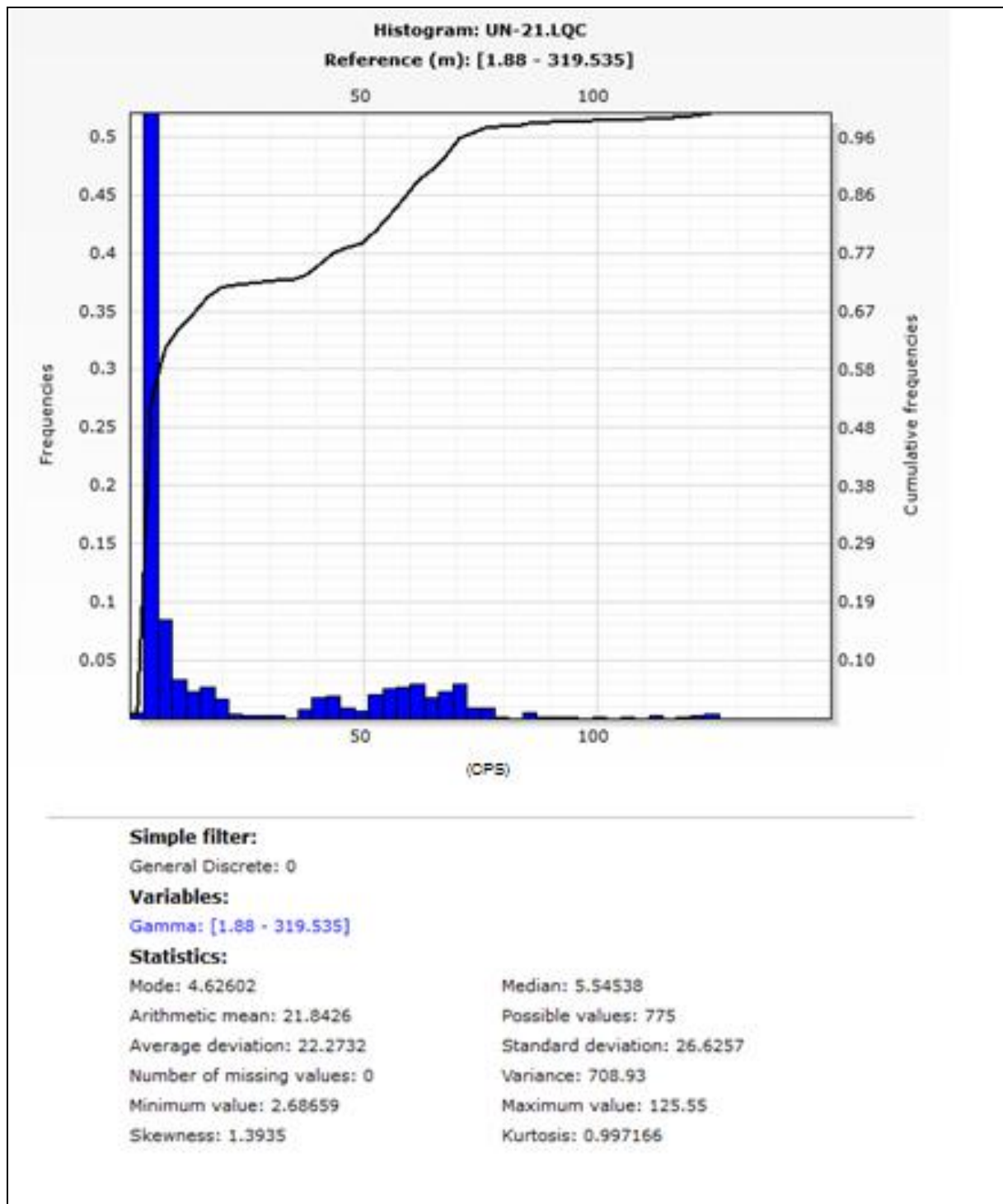


Figura 19 - Histograma dos dados de raios gama, referentes à eletrofácies Não-reservatório no poço 1 UN-21-PL. Observar a distribuição de frequências desde valores baixos até valores altos, correspondendo a diabásios, passando por arenitos argilosos e por fim chegando a folhelhos

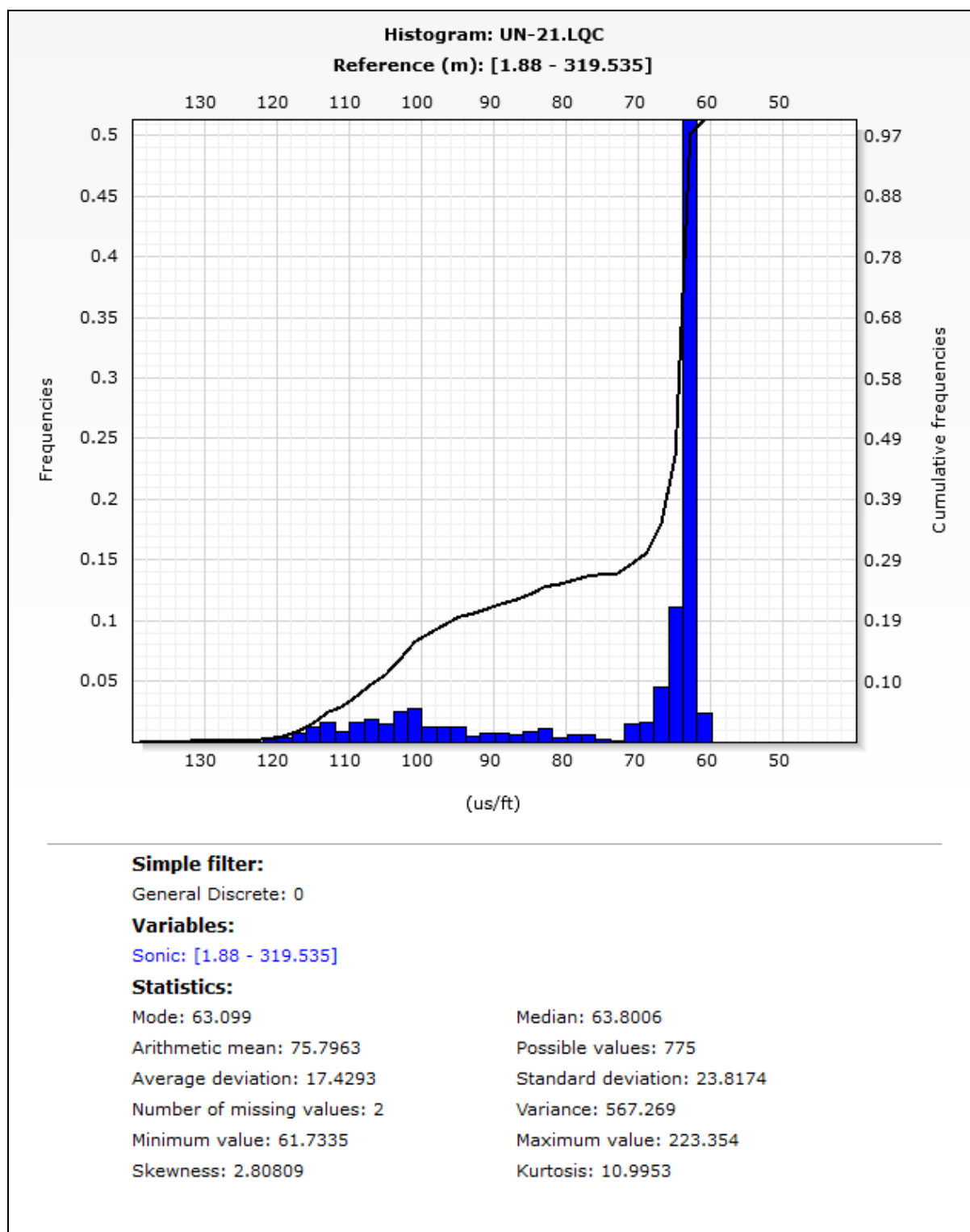


Figura 20 - Histograma dos dados de intervalo de trânsito, referentes à eletrofácies Não-reservatório no poço 1 UN-21-PL. Observar a dispersão de frequências, desde valores altos de intervalo de trânsito até valores baixos.

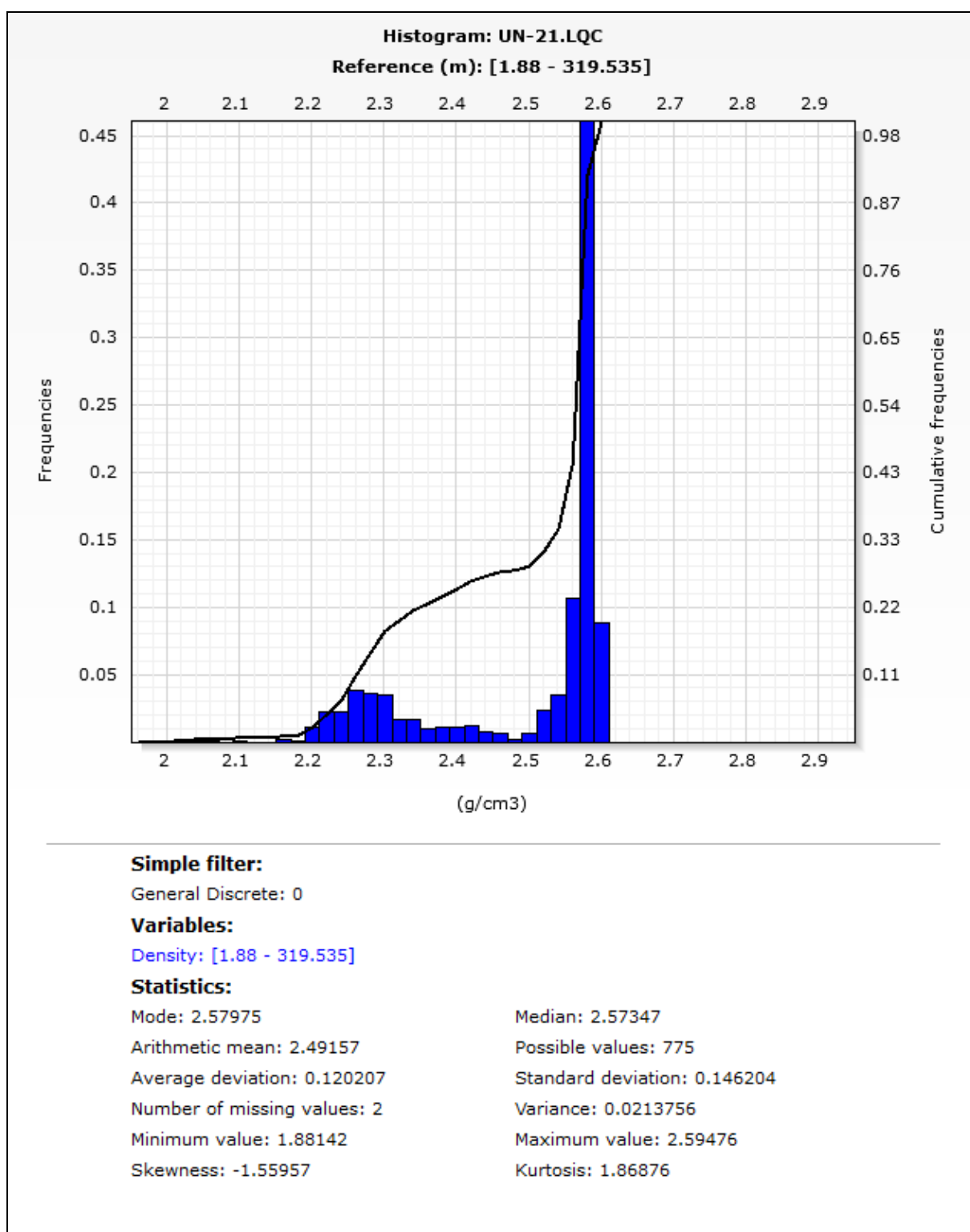


Figura 21 - Histograma dos dados de densidade, referentes à eletrofácies Não-reservatório no poço 1 UN-21-PL. Observar a distribuição aproximadamente simétrica, com dados distribuídos em um intervalo de densidade relativamente grande.

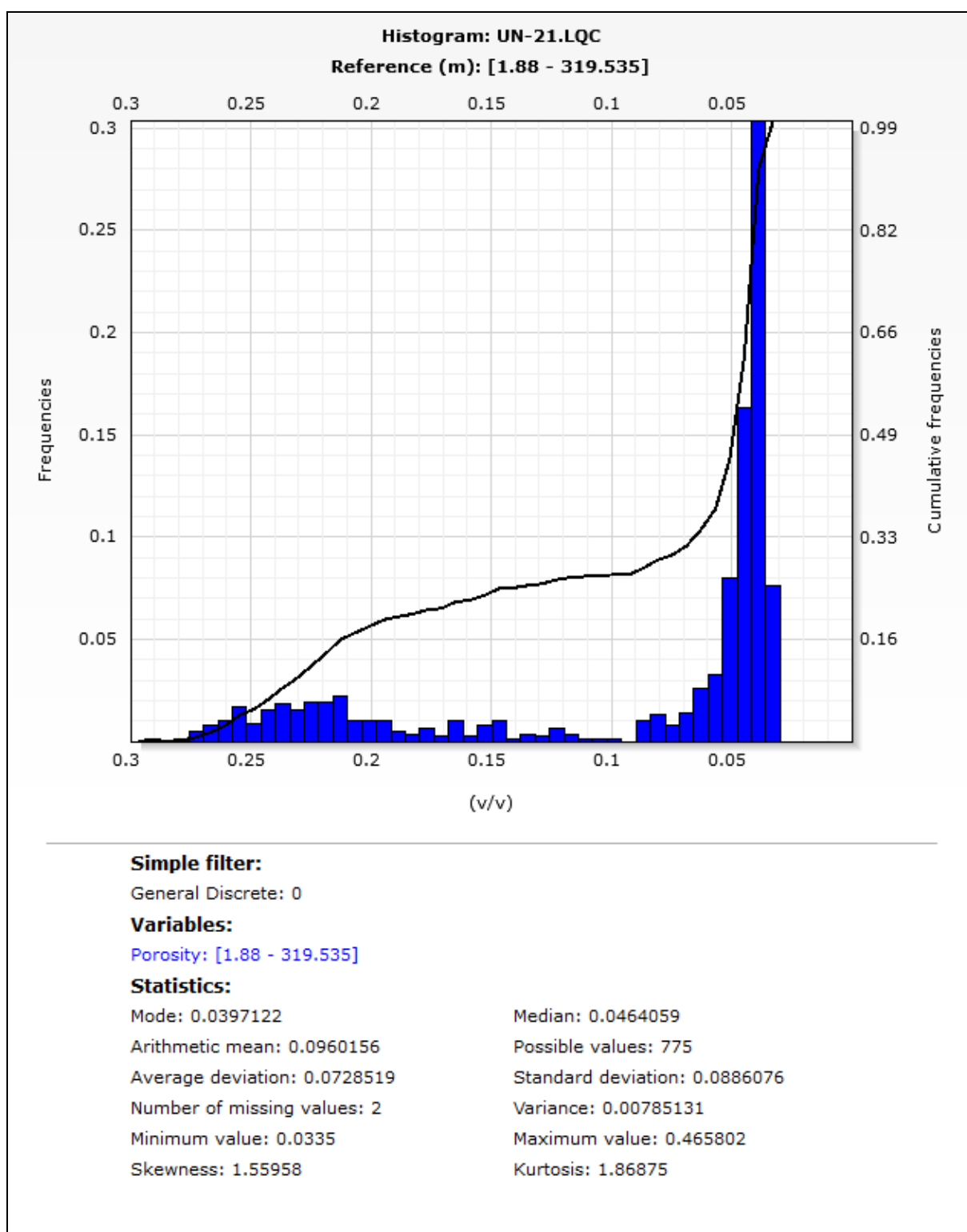


Figura 22 - Histograma dos dados de porosidade, referentes à eletrofácies Não-reservatório no poço 1 UN-21-PL. Observar a maior frequência de valores baixos de porosidade.

Os histogramas referentes à eletrofácies Não-reservatório apresentam, de maneira geral, uma distribuição assimétrica positiva, com exceção do histograma de densidade, que apresenta uma distribuição aproximadamente simétrica, além do histograma de resistividade que apresenta distribuição bimodal. A distribuição bimodal dos dados de resistividade para a eletrofácies não-reservatório já era de se esperar, uma vez que tanto diabásios, que possuem alta resistividade, quanto folhelhos que apresentam resistividade mais baixa poderiam ser classificados como pertencentes a esta eletrofácies.

4.5.2 Análise estatística: eletrofácies Possível Reservatório

Para a eletrofácies de rochas Possível Reservatório (“General Discrete: 1”), tem-se os seguintes histogramas, com seus respectivos dados estatísticos (figuras 23, 24, 25, 26 e 27):

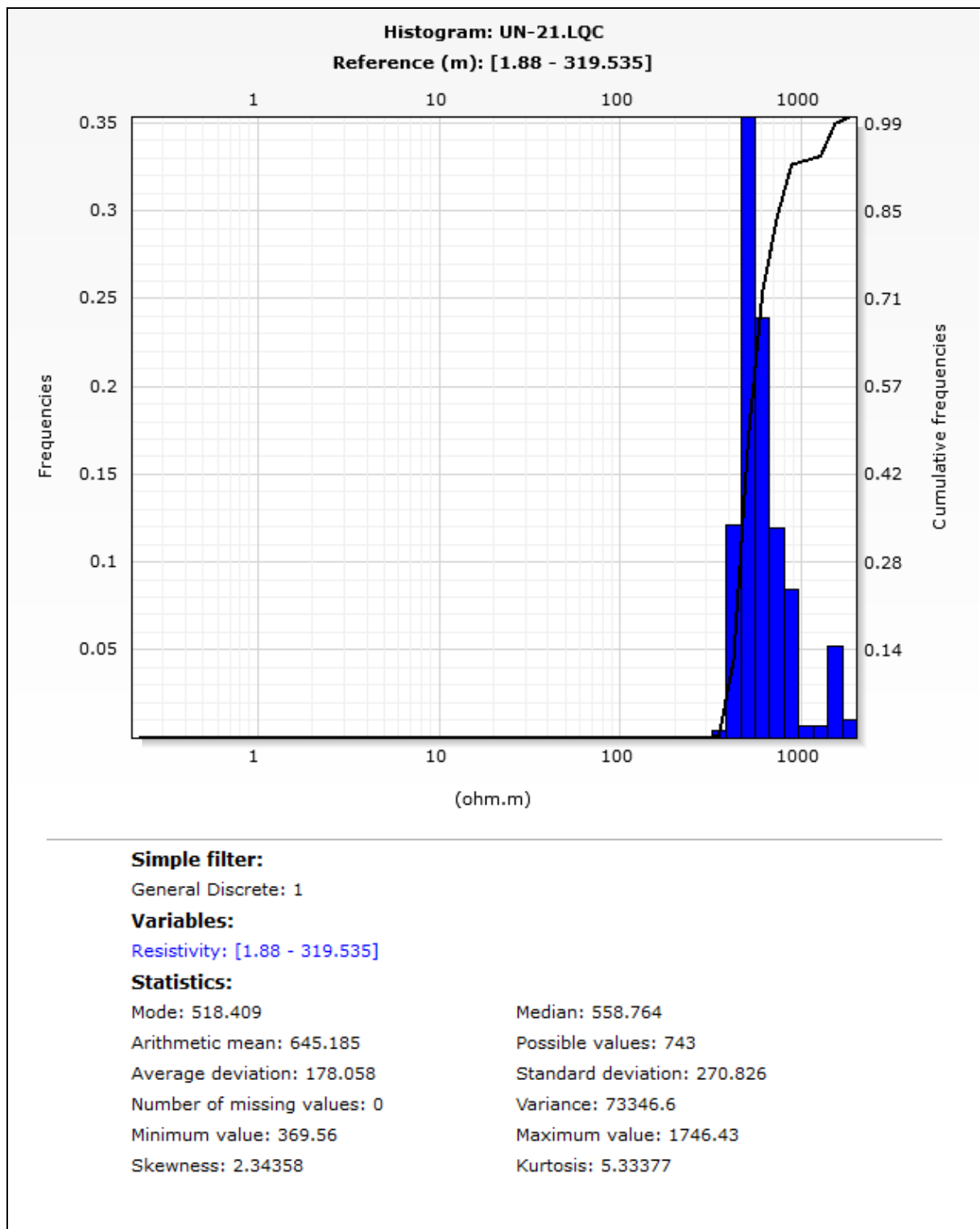


Figura 23 - Histograma dos dados de resistividade, referentes à eletrofácies Possível Reservatório no poço 1 UN-21-PL. Observar a baixa frequência de valores de resistividade maiores que 1.000 ohm.m.

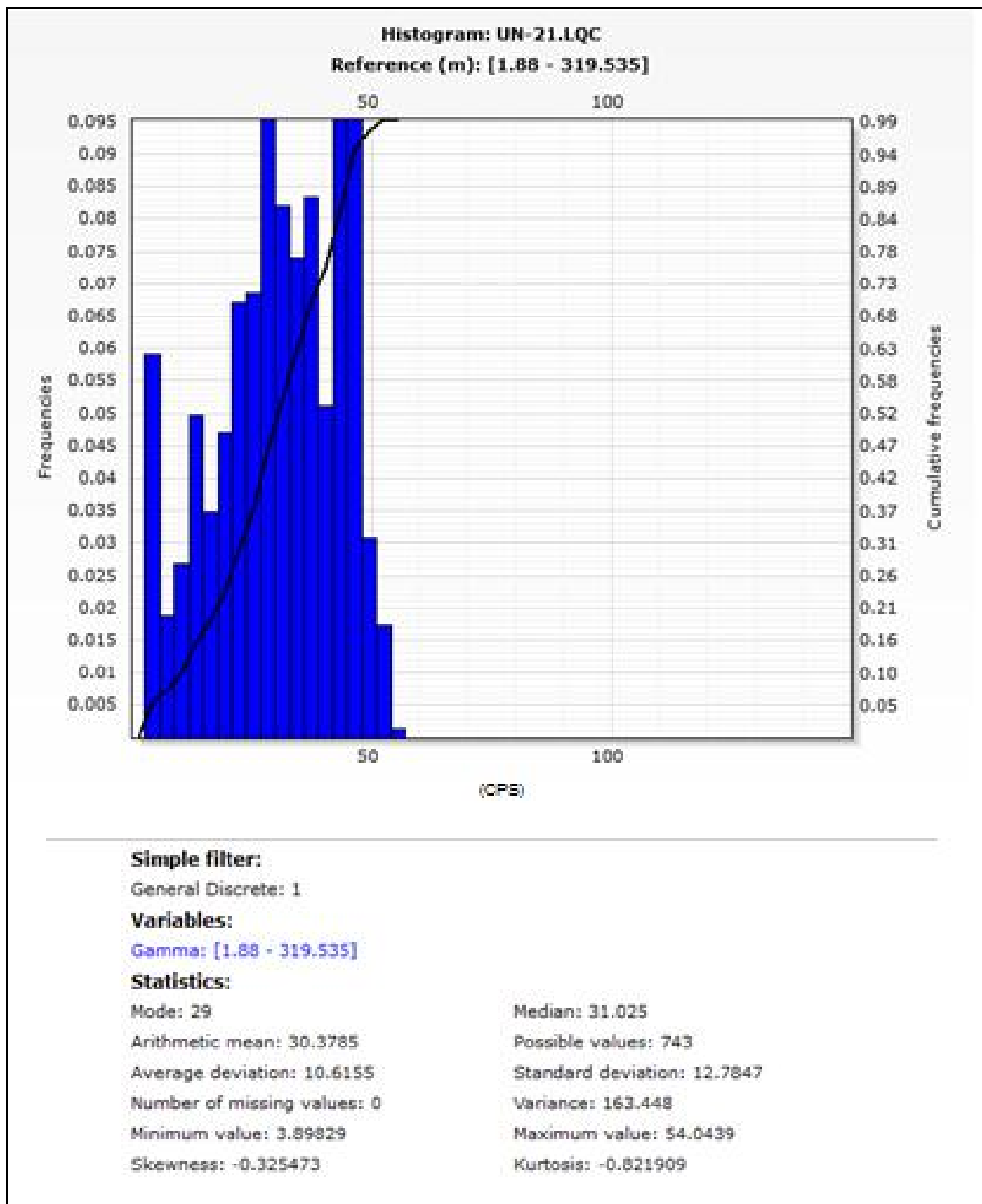


Figura 24 - Histograma dos dados de raios gama, referentes à eletrofácies Possível Reservatório no poço 1 UN-21-PL. Observar a maior concentração de valores entre 25 e 50 CPS e a frequência nula para valores maiores que 60 CPS.

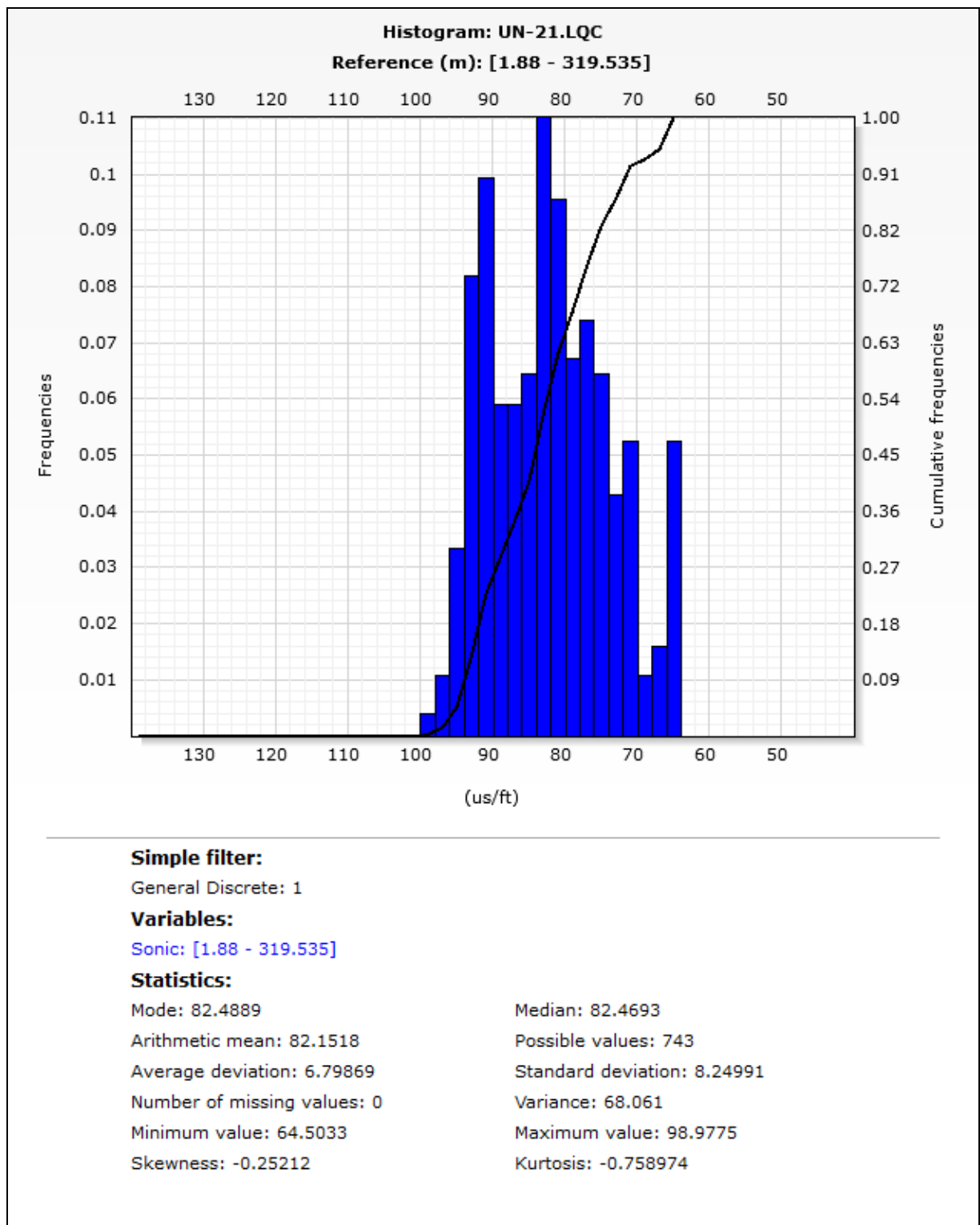


Figura 25 - Histograma dos dados de intervalo de trânsito, referentes à eletrofácies Possível Reservatório no poço 1 UN-21-PL. Observar a menor variação de valores quando comparada à eletrofácies Não-reservatório.

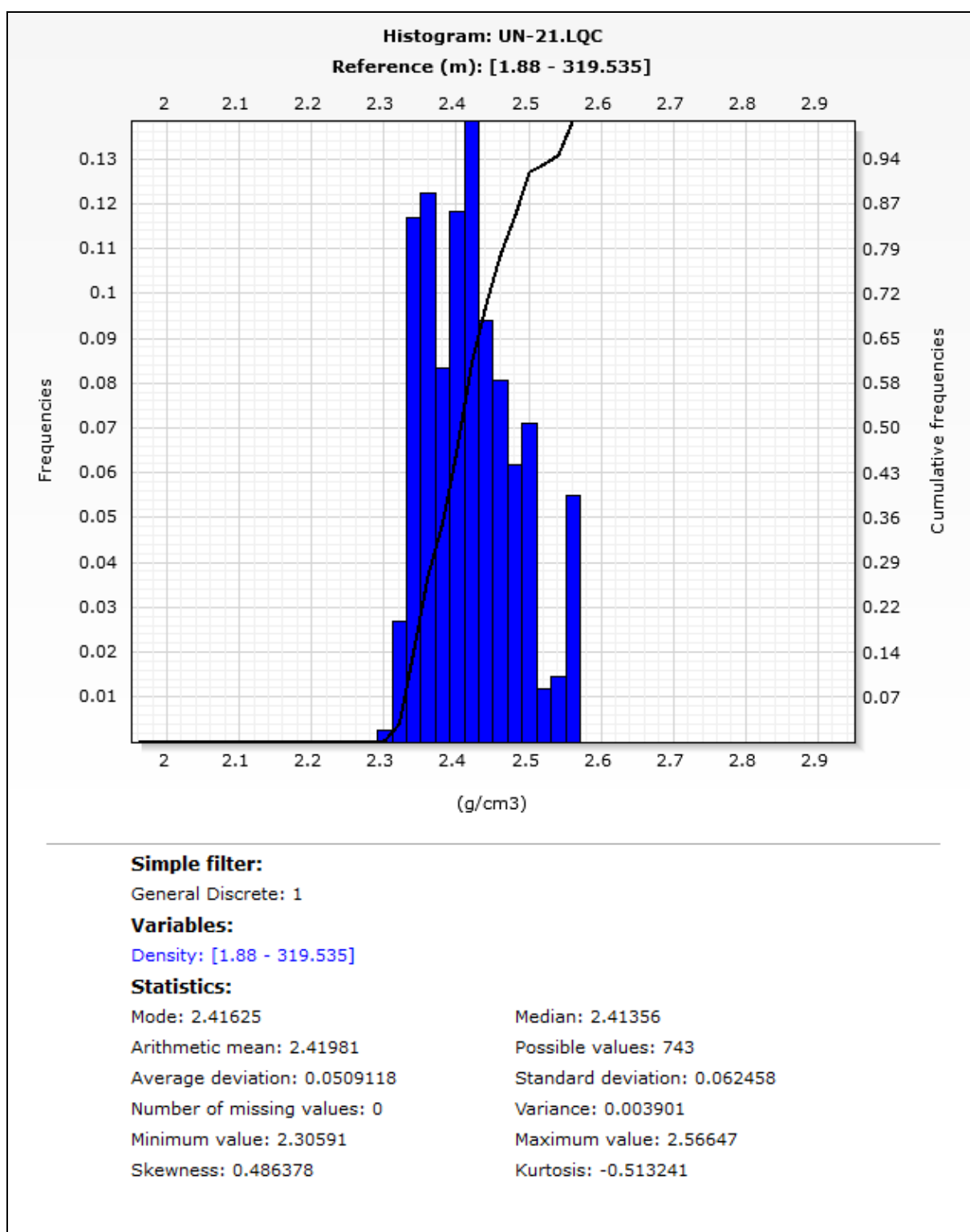


Figura 26 - Histograma dos dados de densidade, referentes à eletrofácies Possível Reservatório no poço 1 UN-21-PL. Observar a menor variação de valores quando comparado à eletrofácies Não-reservatório.

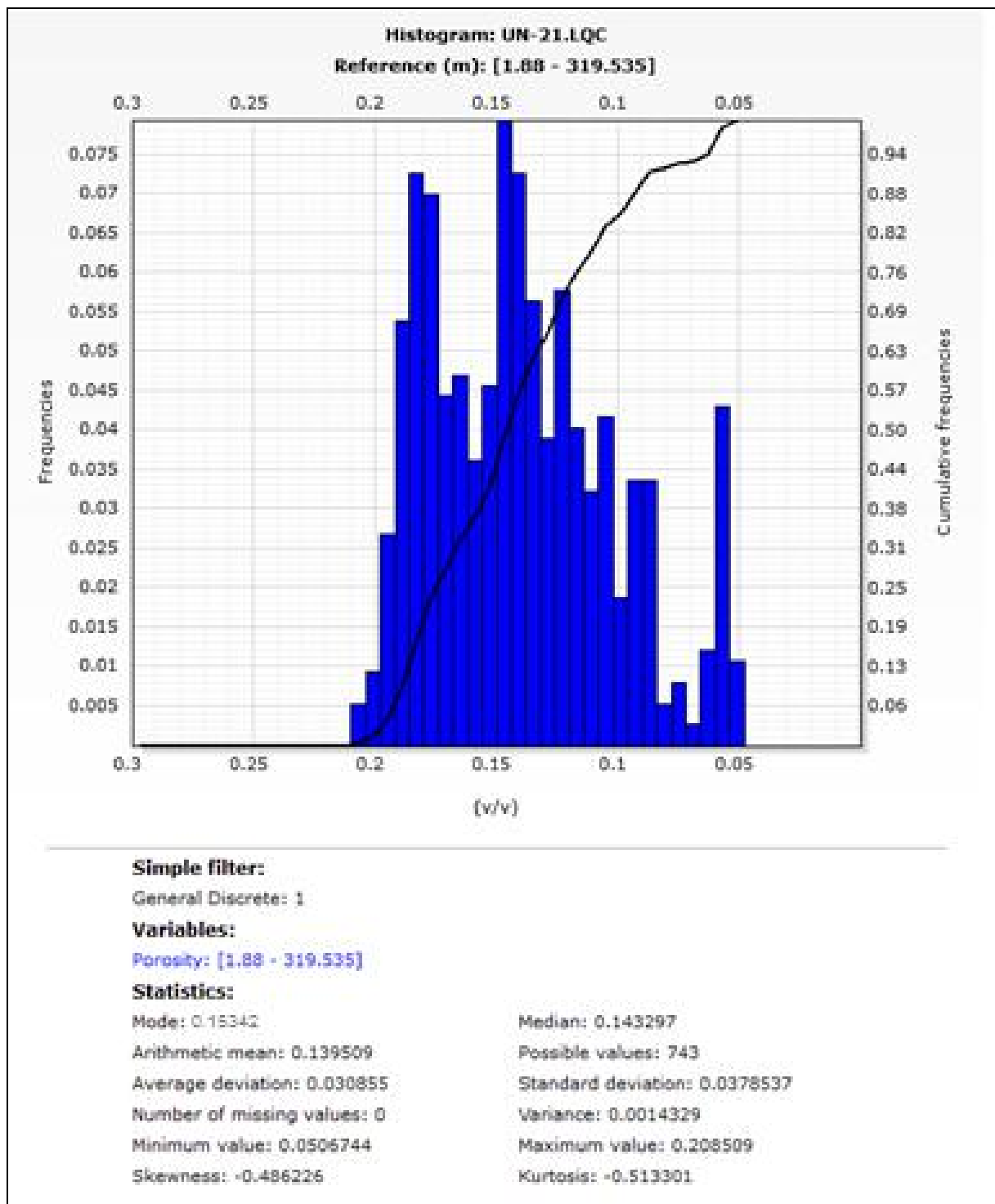


Figura 27 - Histograma dos dados de porosidade, referentes à eletrofácies Possível Reservatório no poço 1 UN-21-PI. Observar a variação entre aproximadamente 5 e 20% para os valores de porosidade para esta eletrofácies.

Os histogramas referentes à eletrofácies Possível Reservatório apresentam, de maneira geral, uma distribuição normal, com exceção do histograma de resistividade que apresenta assimetria positiva, uma vez que não se espera que as rochas classificadas como pertencentes a eletrofácies possível reservatório seja constituída por diabásios, que apresentam os maiores valores de resistividade (a não ser que estes encontrem-se fraturados e suas fraturas não estejam preenchidas, o que, de acordo com a descrição original do testemunho é pouco provável). A distribuição predominantemente normal dos dados relativos a eletrofácies Possível Reservatório corrobora com o fato da mesma representar uma transição entre as eletrofácies Não-reservatório e Reservatório, analisada a seguir

4.5.3 Análise estatística: eletrofácies Reservatório

Para a eletrofácies Reservatório (“General Discrete: 2”), tem-se os seguintes histogramas, com seus respectivos dados estatísticos (Figuras 28, 29, 30, 31 e 32):

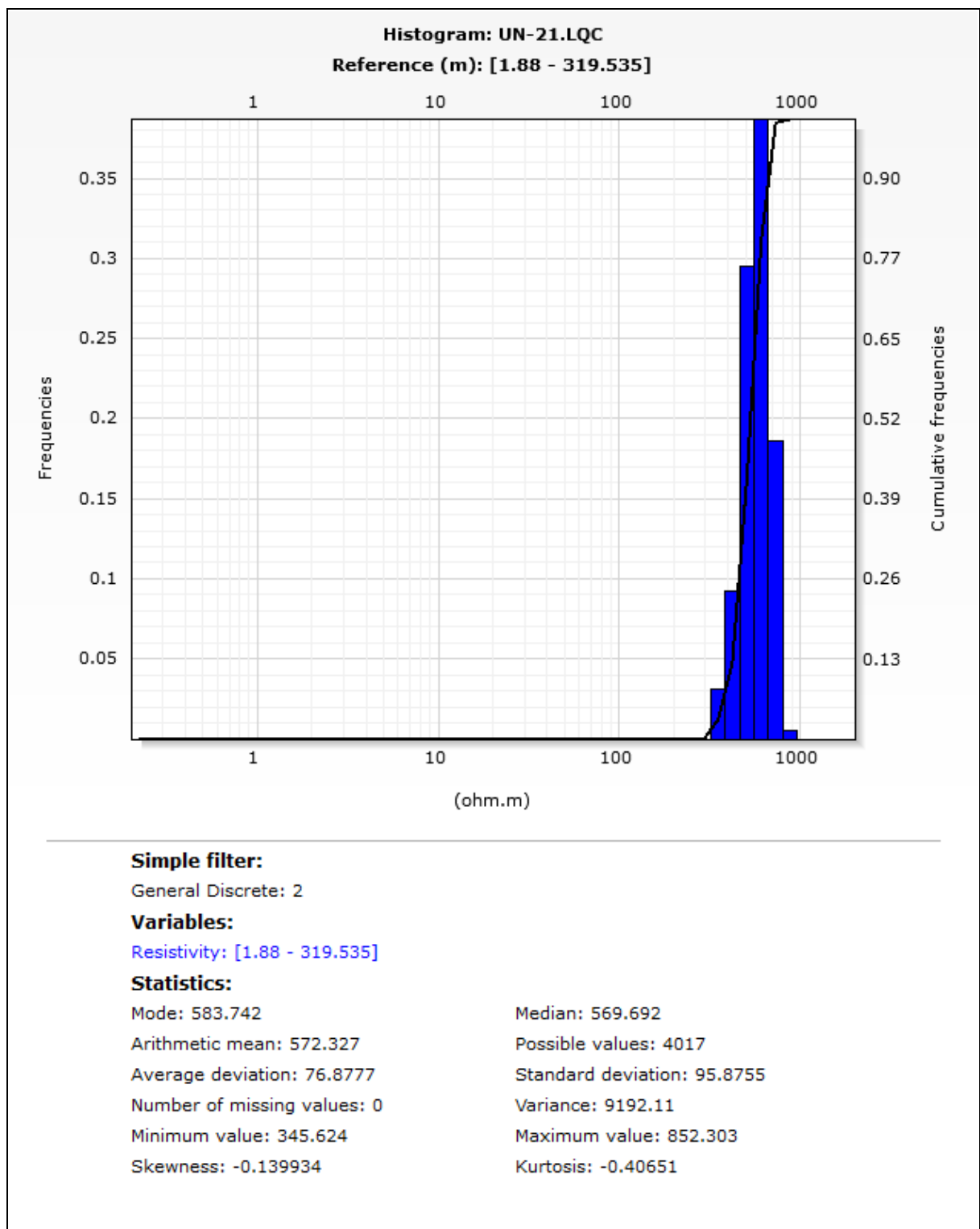


Figura 28 - Histograma dos dados de resistividade, referentes à eletrofácies Reservatório no poço 1 UN-21-PL. Observar a concentração de valores baixos de resistividade nesta eletrofácies.

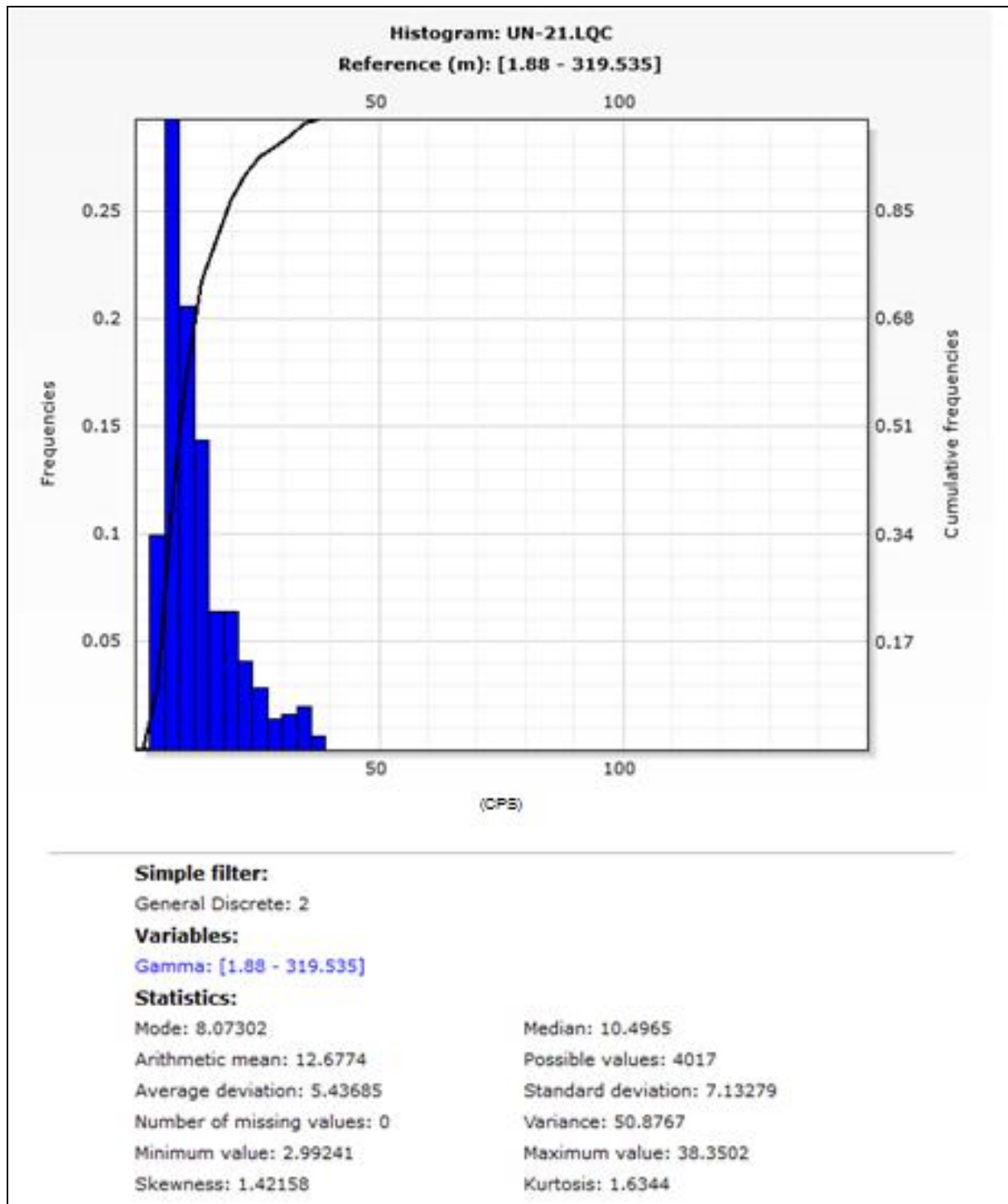


Figura 29 - Histograma dos dados raios gama, referentes à eletrofácies Reservatório no poço 1 UN-21-PL. Observar que esta eletrofácies apresenta os menores valores de raios-gama

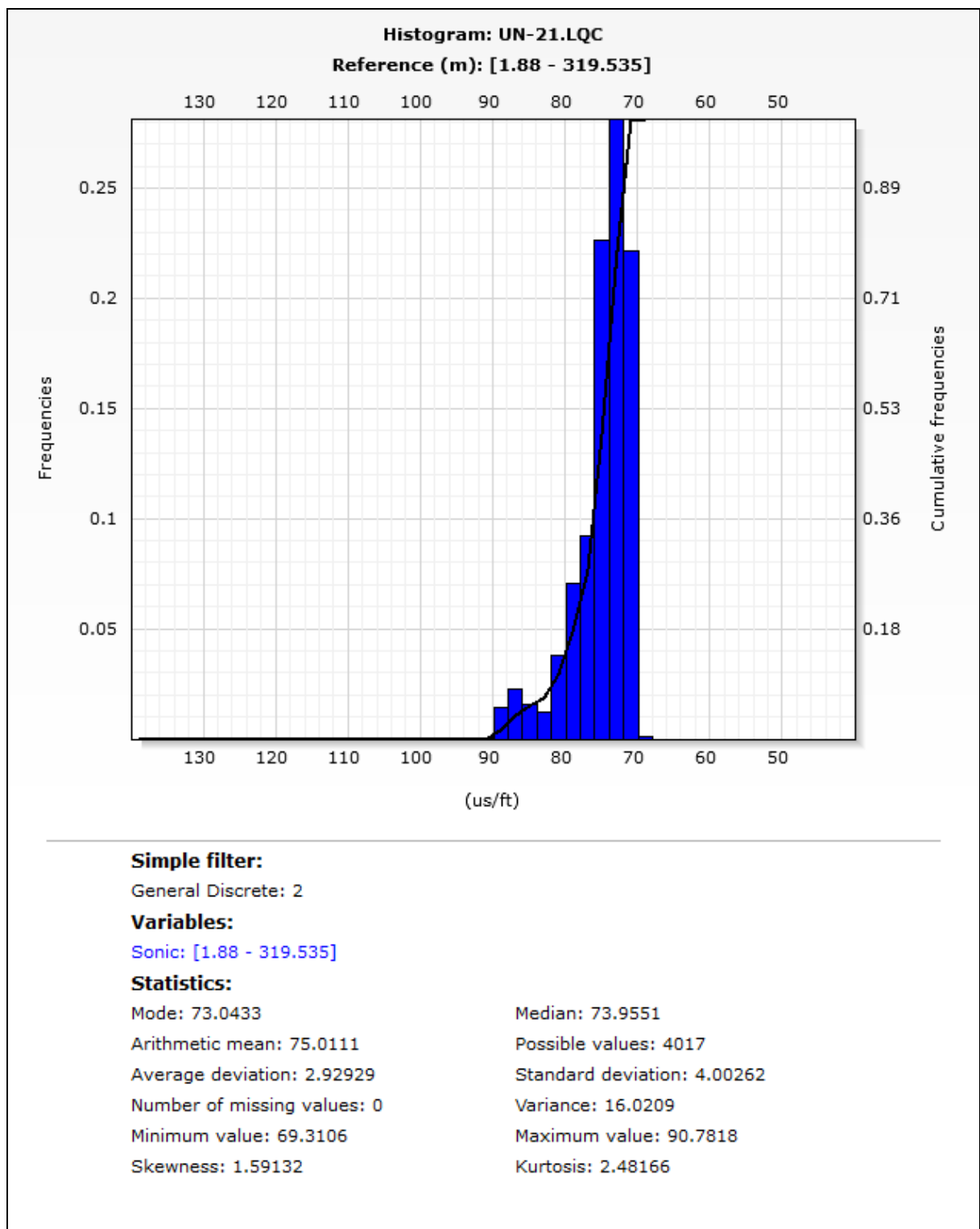


Figura 30 - Histograma dos dados de intervalo de trânsito, referentes à eletrofácies Reservatório no poço 1 UN-21-PL. Observar o intervalo restrito pelo qual as frequências se distribuem.

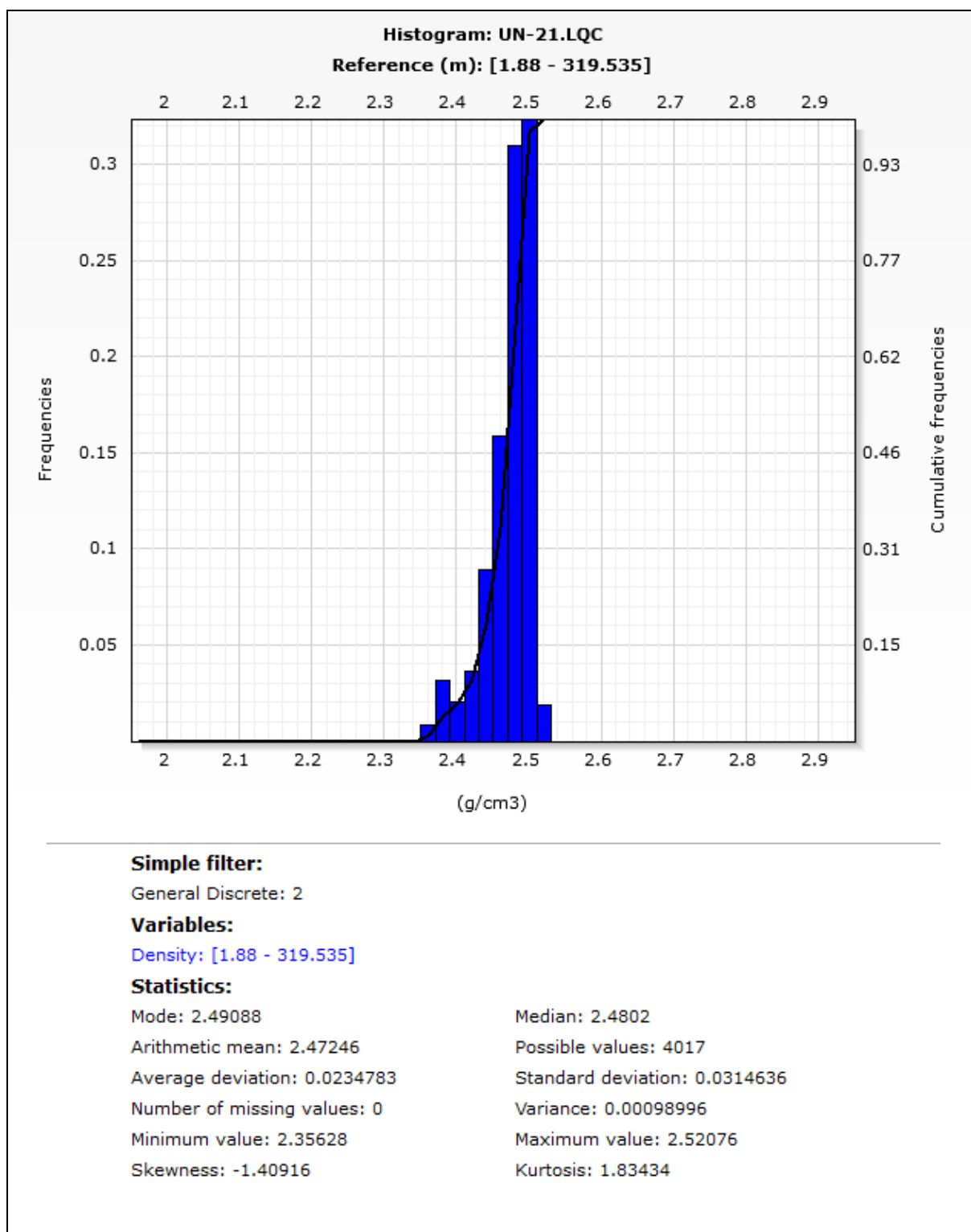


Figura 31 - Histograma dos dados de densidade, referentes à eletrofácies Reservatório no poço 1 UN-21-PL. Observar a concentração de frequências em um intervalo ainda menor que aquele referente à eletrofácies Possível Reservatório.

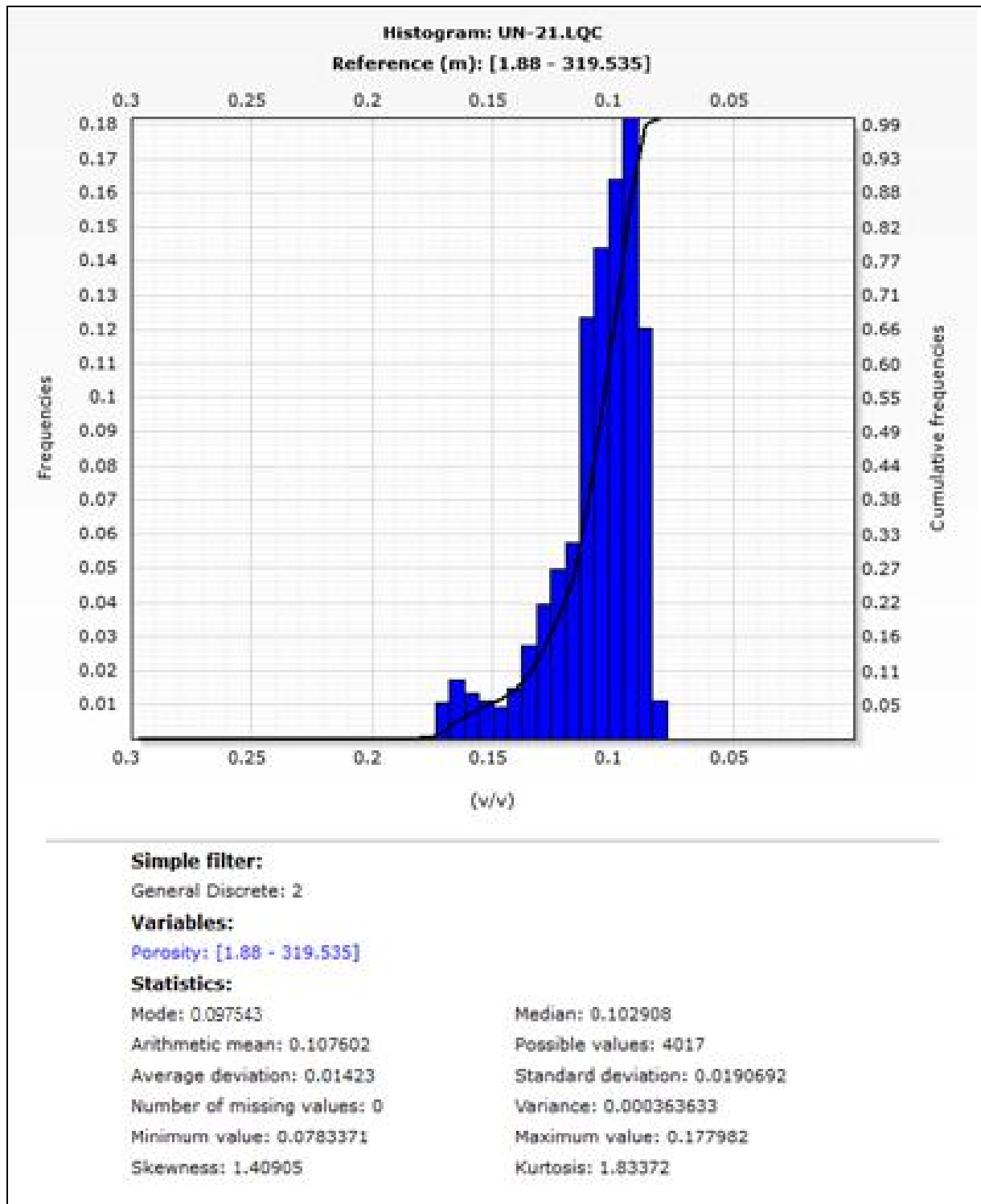


Figura 32 - Histograma dos dados de porosidade, referentes à eletrofácies Reservatório no poço 1 UN-21-PI. Observar que os valores com maiores frequências são menores que aqueles do histograma de porosidade referente à eletrofácies Possível Reservatório.

Os histogramas referentes à eletrofácies Reservatório apresentam, de maneira geral, uma distribuição aproximadamente simétrica. Isso pode ser explicado pelo simples fato dos arenitos não

possuírem os valores extremos de resistividade nem de raios gama, que serviram de dados de entrada para a geração dos outros perfis.

4.5.4 Análise estatística integrada

A partir da análise dos histogramas tem-se que a eletrofácies Possível Reservatório apresenta uma média de valores de porosidade mais elevados que a eletrofácies reservatório. Este fato, a princípio, pode parecer contraditório, no entanto é perfeitamente normal, uma vez que tais valores foram derivados do perfil de densidade que por sua vez foi derivado do pseudo-perfil sônico, que apresenta leituras de valores mais altos para níveis mais argilosos. Ou seja, apesar de mostrar valores de porosidade mais elevados, a eletrofácies possível reservatório também apresenta valores de argilosidade bem mais elevados que a eletrofácies reservatório. A eletrofácies não-reservatório, apesar de apresentar a pior média de porosidade, ainda assim apresenta valores relativamente altos para uma eletrofácies de rochas não-reservatório. Estes valores elevados podem ser atribuídos ao "efeito folhelho", similar ao que ocorre com a eletrofácies possível reservatório.

4.6 Análise geoquímica das rochas vulcânicas básicas

A Geoquímica é uma importante ferramenta utilizada no reconhecimento e caracterização de rochas ígneas, já que a investigação de suas características permite reconhecer os aspectos envolvidos em sua petrogênese. A seguir serão apresentados os diagramas gerados e sua interpretação.

4.6.1 Elementos maiores

As análises geoquímicas para elementos maiores e traço foram realizadas pelo método de Fluorescência de Raio-X no laboratório do Centro Brasileiro de Física (Rio de Janeiro, Brasil). Os resultados obtidos encontram-se listados na Tabela 4. As legendas utilizadas para plotagem no diagrama estão de acordo com a Figura 33

Tabela 5 - Resultado da análise química realizada em quatro amostras de diabásio (A = 239,90 m, B = 254,00 m, C = 275,70 m, D = 306,10 m).

	A	B	C	D
	%	%	%	%
P.F.	0,8	1,1	0,9	0,6
SiO₂	52,073	51,673	51,361	51,958
Al₂O₃	13,565	13,34	13,78	13,69
TiO₂	1,362	1,466	1,287	1,396
Fe₂O₃	12,92	13,131	12,287	12,614
MnO	0,224	0,195	0,171	0,178
MgO	6,155	6,356	6,95	6,095
CaO	9,066	9,305	9,798	9,196
Na₂O	2,75	2,569	2,5	2,775
K₂O	0,552	0,513	0,514	0,692
P₂O₅	0,167	0,174	0,143	0,229
SO₃	0,066	0,125	0,067	0,073
	ppm	ppm	ppm	ppm
Cr	252	212	215	239
Ni	66	73	68	63
Co	60	74	67	40
Zn	126	270	193	122
Rb	< 70	< 70	< 70	< 70
Ba	68	66	68	68
Sr	136	140	148	148
Nb	319	288	294	229
Zr	414	402	414	448
Y	119	116	123	116

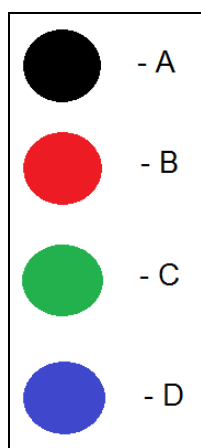


Figura 33- Legenda utilizada para plotagem dos gráficos geoquímicos (sem preenchimento para os gráficos em que ocorre superposição). As amostras estão de acordo com a Tabela 4

De acordo com o diagrama TAS (COX *et al.*, 1979), as rochas estudadas classificam-se como basaltos e andesitos basálticos subalcalinos (Figura 34). Em contrapartida, no diagrama R_1 - R_2 (DE LA ROCHE *et al.*, 1980) as rochas concentram-se predominantemente no campo de andesitos basálticos, com uma amostra projetando-se no campo dos toleítos (Figura 35).

O diagrama AFM (curva de IRVINE e BARAGAR, 1971), indica que estas rochas são pertencentes à série toleítica, relativamente primitivas com valores altos de MgO (Figura 36).

De acordo com o diagrama $Al \times Fe^T + Ti \times Mg$ (JENSEN, 1976), as rochas estudadas são classificadas principalmente como basaltos toleíticos de alto Fé, com apenas uma amostra projetando-se no campo de basaltos toleíticos de alto Mg (Figura 37).

Os teores de SiO_2 em torno de 52,5% e os de K_2O variando entre 0,5 e 0,6% são característicos da série toleítica associadas a ambientes de rifte continental (Geokem, página visitada em 21/06/2014).

Os dados acima apresentados indicam que essas rochas podem se correlacionar com as rochas pertencentes ao grupo 3 de Costa (2011) que diz respeito a rochas do magmatismo Penatecaua (correlato ao magmatismo Mosquito).

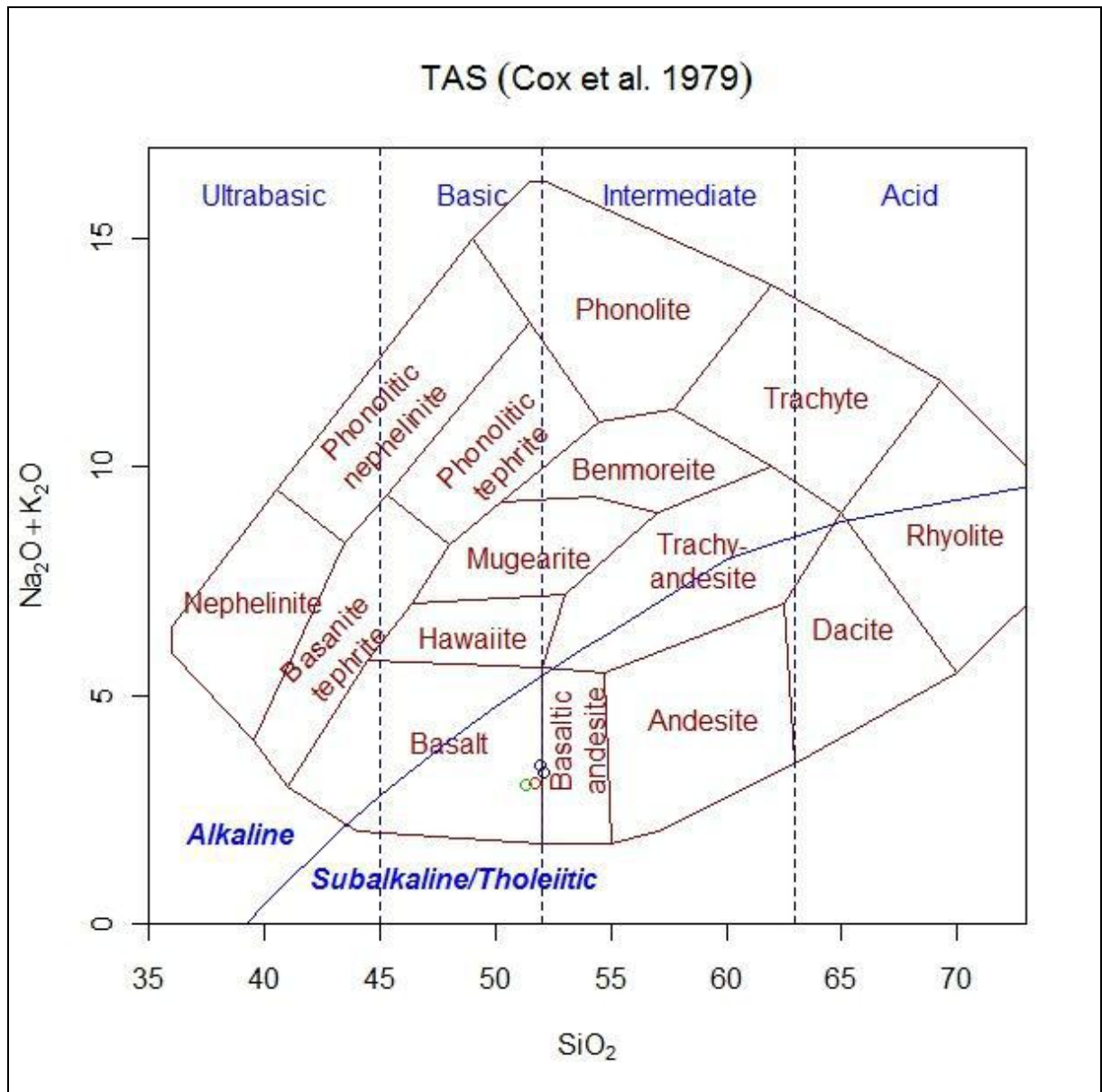


Figura 34 - Diagrama TAS para rochas vulcânicas de acordo com Cox *et al.* (1979), com as amostras analisadas plotadas. Observar a concentração das amostras no campo dos basaltos, próximo ao limite com o campo dos andesitos basálticos.

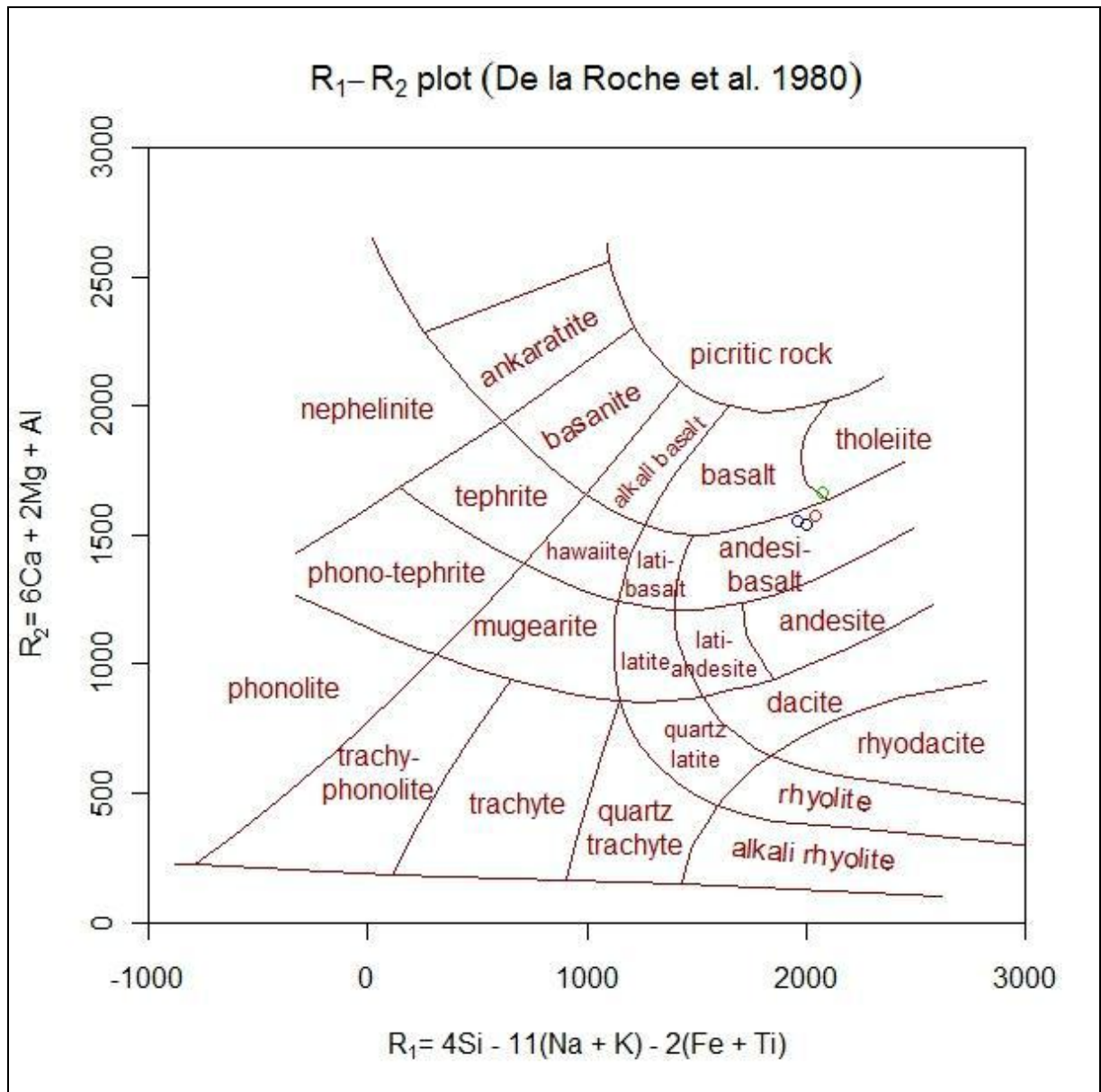


Figura 35 - Diagrama R1-R2 (DE LA ROCHE *et al.*, 1980), com amostras analisadas plotadas. Observar que as amostras se concentram no campo de andesitos basálticos, próximas ao limite com o campo de basaltos. A amostra C aponta para o campo dos toleíitos.

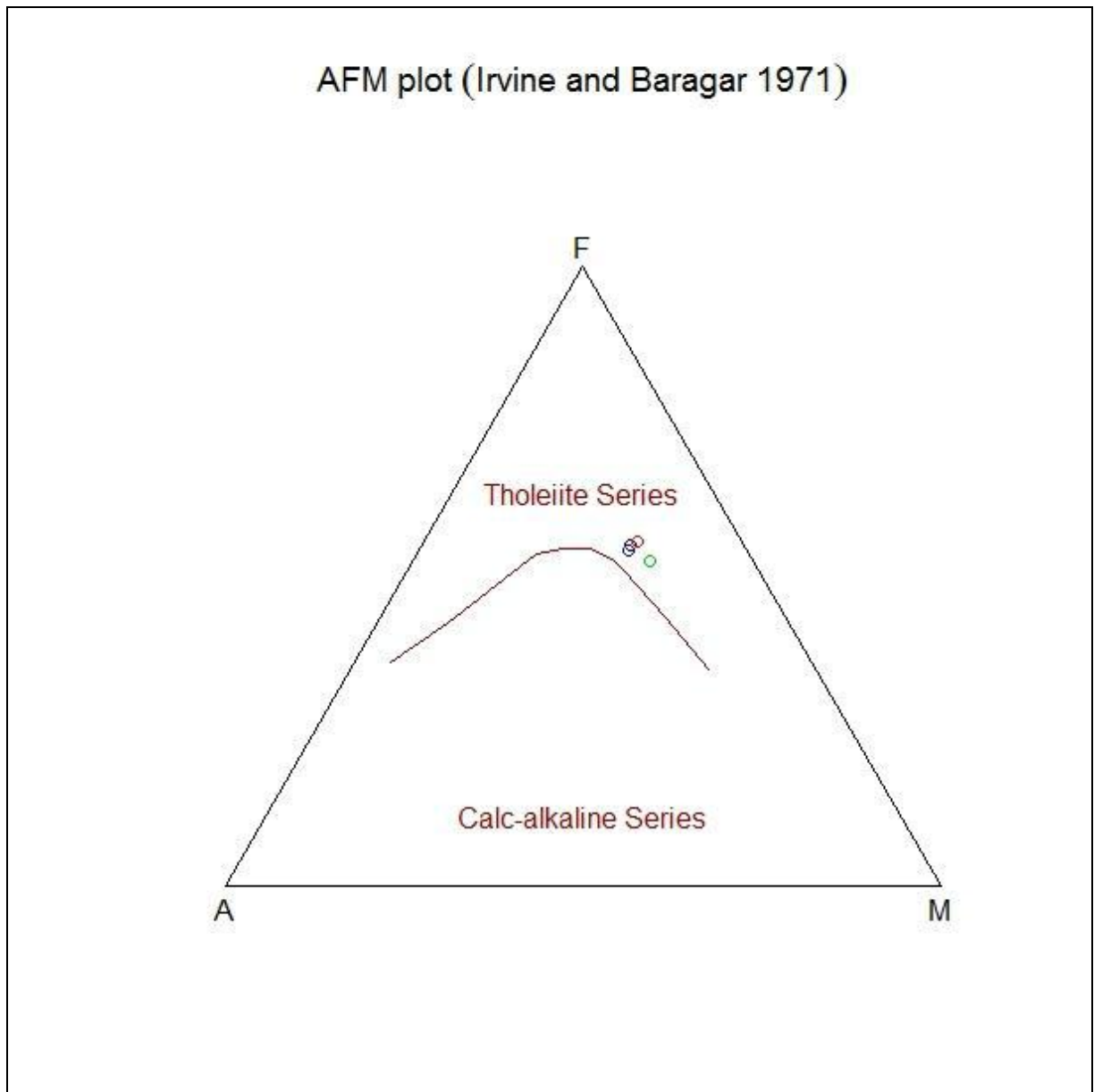


Figura 36 - Diagrama AFM (IRVINE & BARAGAR, 1971) com amostras analisadas plotadas. Observar que todas as rochas amostradas pertencem à série toleítica, com a amostra C ligeiramente mais rica em Mg que as outras.

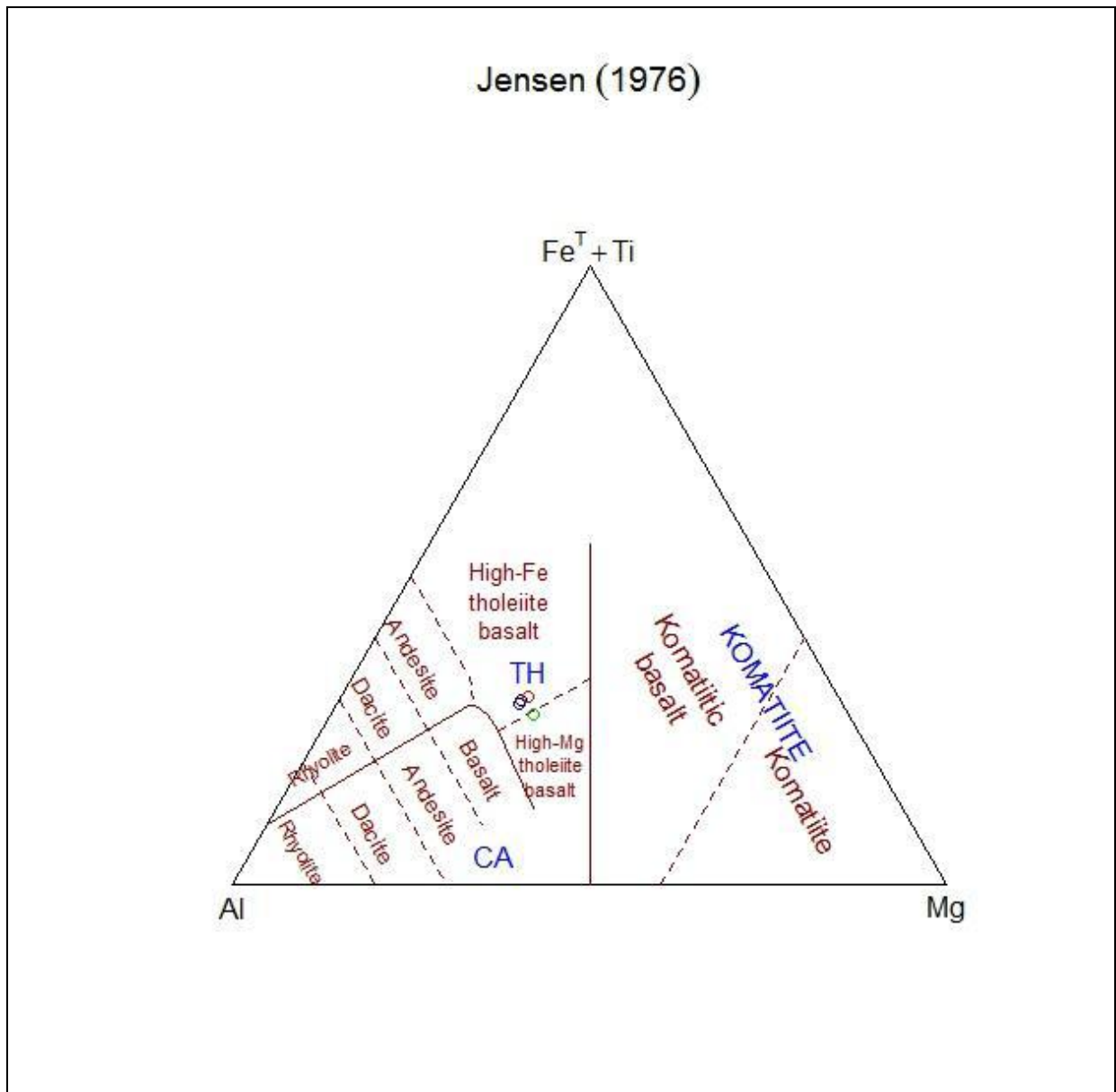


Figura 37 - Diagrama Al x $Fe^T + Ti$ x Mg (JENSEN, 1976) com amostras analisadas plotadas. Observar que apenas a amostra C aponta para o campo de basaltos toleióticos de alto Mg, com as aoutras amostras se concentrando no campo de basaltos toleióticos de alto Fe.

Os diagramas de variação fornecem informações importantes quanto aos processos magmáticos que deram origem às diferenças entre os membros de uma série de rochas presumidas de terem sido formadas a partir do mesmo magma parental. São diagramas binários que tratam da variação dos elementos maiores (dado em porcentagem de seus óxidos) e elementos traço (em ppm) em relação à sílica, como índice de diferenciação. A seguir serão apresentados os diagramas de variação referentes aos elementos maiores x MgO (Figura 38) para as rochas estudadas.

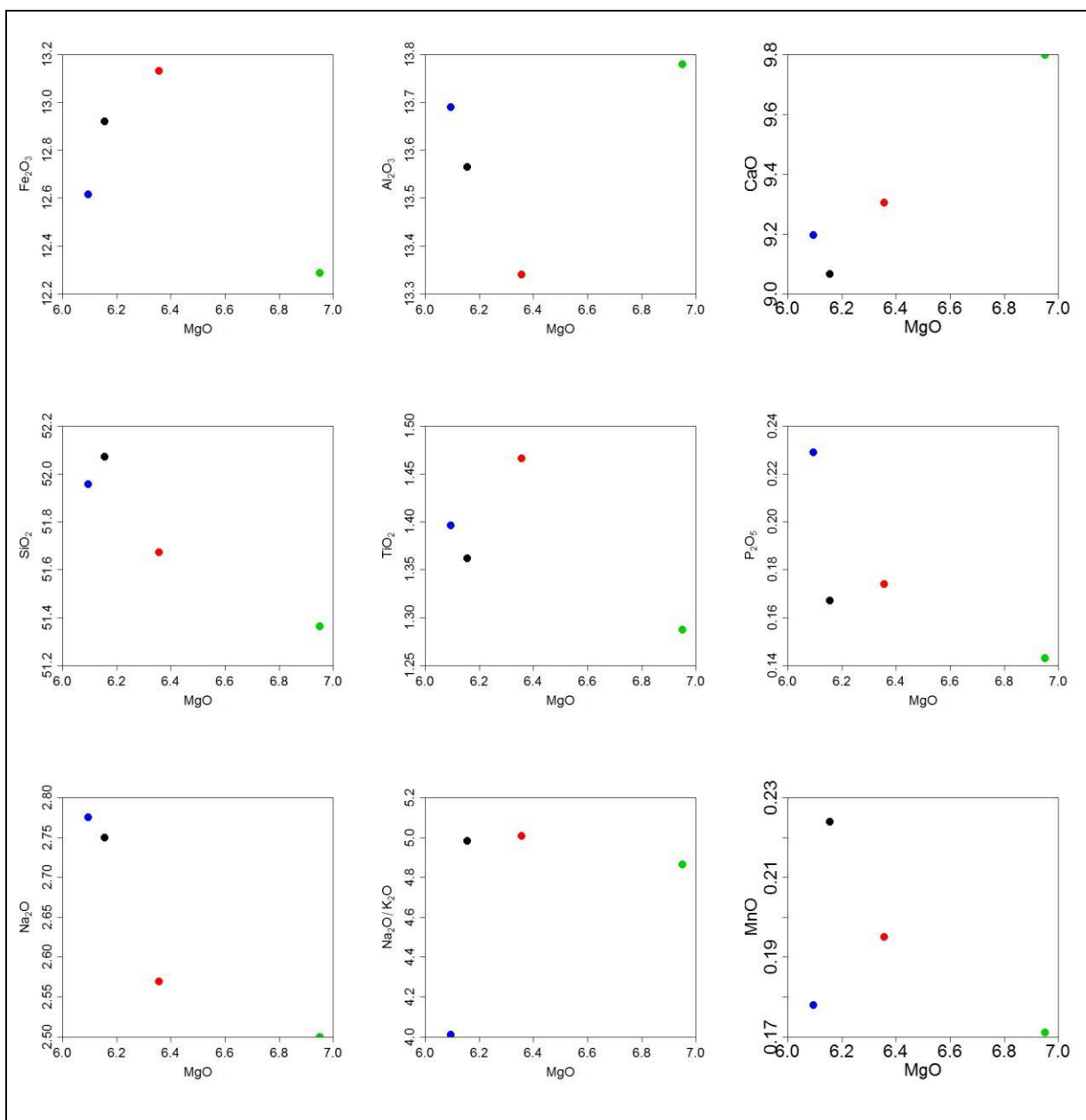


Figura 38 - Diagramas de variação para os elementos maiores indicados na Tabela 3 x MgO, com as amostras analisadas plotadas.

Os diagramas de variação apresentam trends positivos para FeOt, TiO₂, MnO, P₂O₅, K₂O e Na₂O e trends negativos para Al₂O₃, CaO e SiO₂, compatíveis com trends esperados para a série toleítica. Os trends negativos de Fe e Ti estão associados às baixas condições de fO₂ permitindo a cristalização precoce de fases silicáticas ricas em MgO e extração tardia das fases ricas em Fe-Ti.

Os trends negativos de Al₂O₃, CaO indicam que augita e plagioclásio, predominantes na rocha, vinham sendo formados desde o início da cristalização deste magma. Os trends positivos de

P_2O_5 , K_2O e Na_2O indicam que fases minerais ricas nestes elementos não tiveram uma importante contribuição na evolução do magma que gerou estas rochas.

4.6.2 Elementos traço

A seguir, os diagramas de variação referentes aos elementos traço x MgO , para as rochas analisadas (Figura 39).

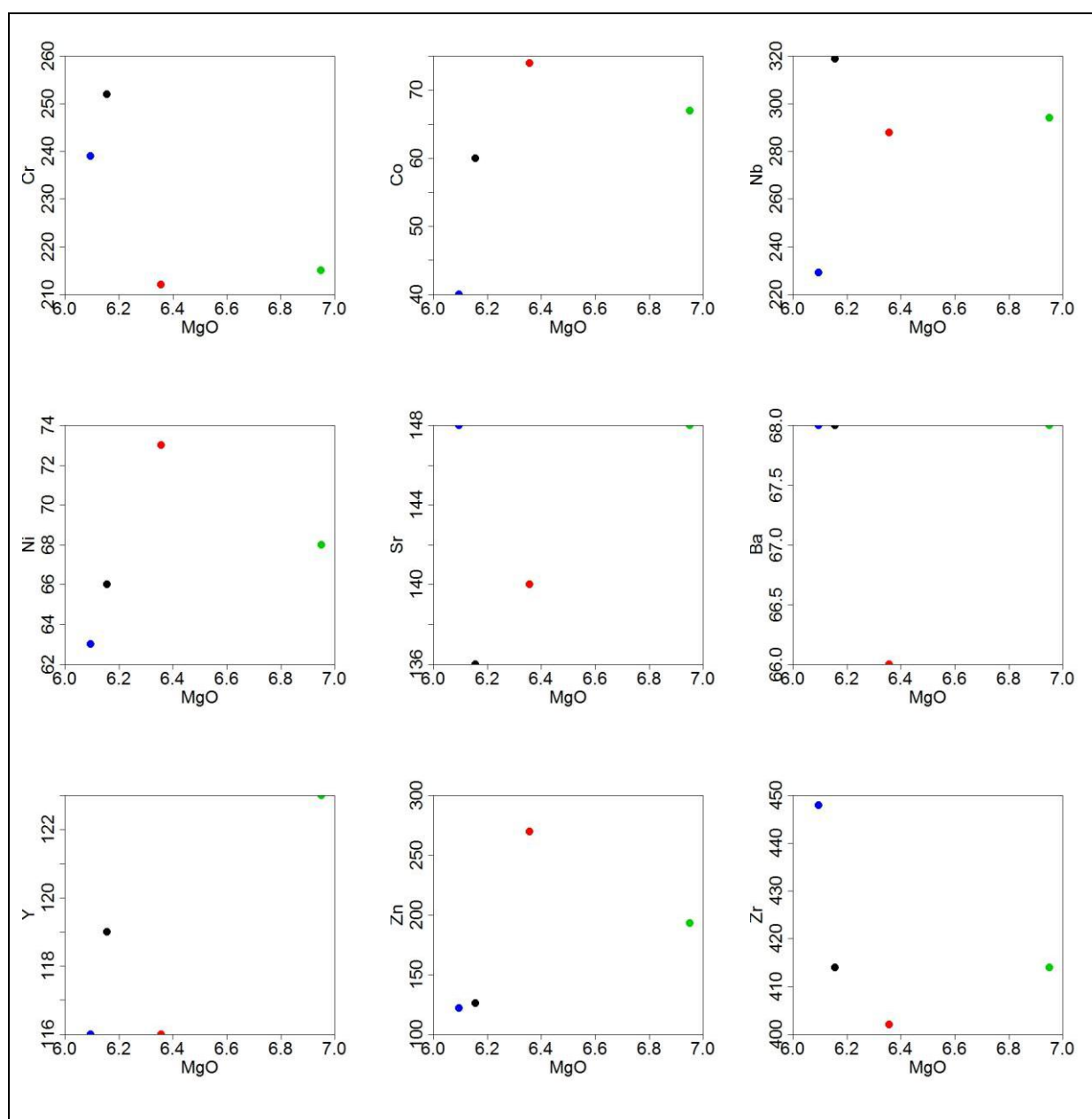


Figura 39 - Diagrama de variação para os elementos traço indicados na Tabela 3 x MgO , com as amostras analisadas plotadas.

O fracionamento de Ni concomitante ao fracionamento de MgO indica a cristalização de piroxênio durante a evolução do magma. O fracionamento de Sr corrobora para a cristalização precoce de plagioclásio.

4.6.3 Ambientes Tectônicos

A seguir, serão apresentados os diagramas discriminantes de ambientes tectônicos $\text{MgO} \times \text{FeO}^{\text{T}} \times \text{Al}_2\text{O}_3$ (PEARCE *et al.*, 1977) (Figura 40) e Zr-Ti (PEARCE, 1982) (Figura 41).

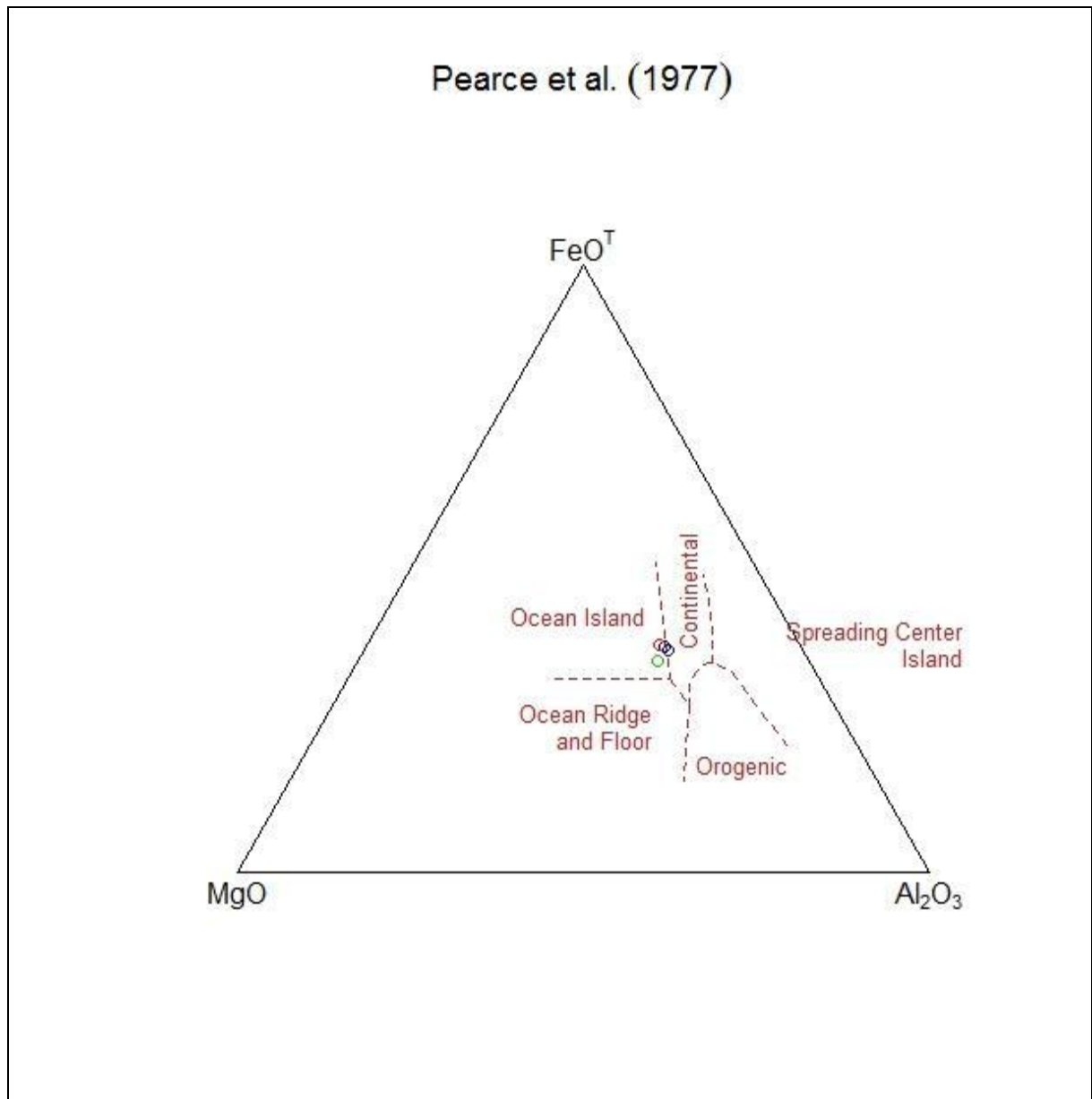


Figura 40 - Diagrama discriminante de ambiente tectônico $\text{MgO} \times \text{FeO}^T \times \text{Al}_2\text{O}_3$ (PEARCE *et al.*, 1977), com amostras analisadas plotadas.

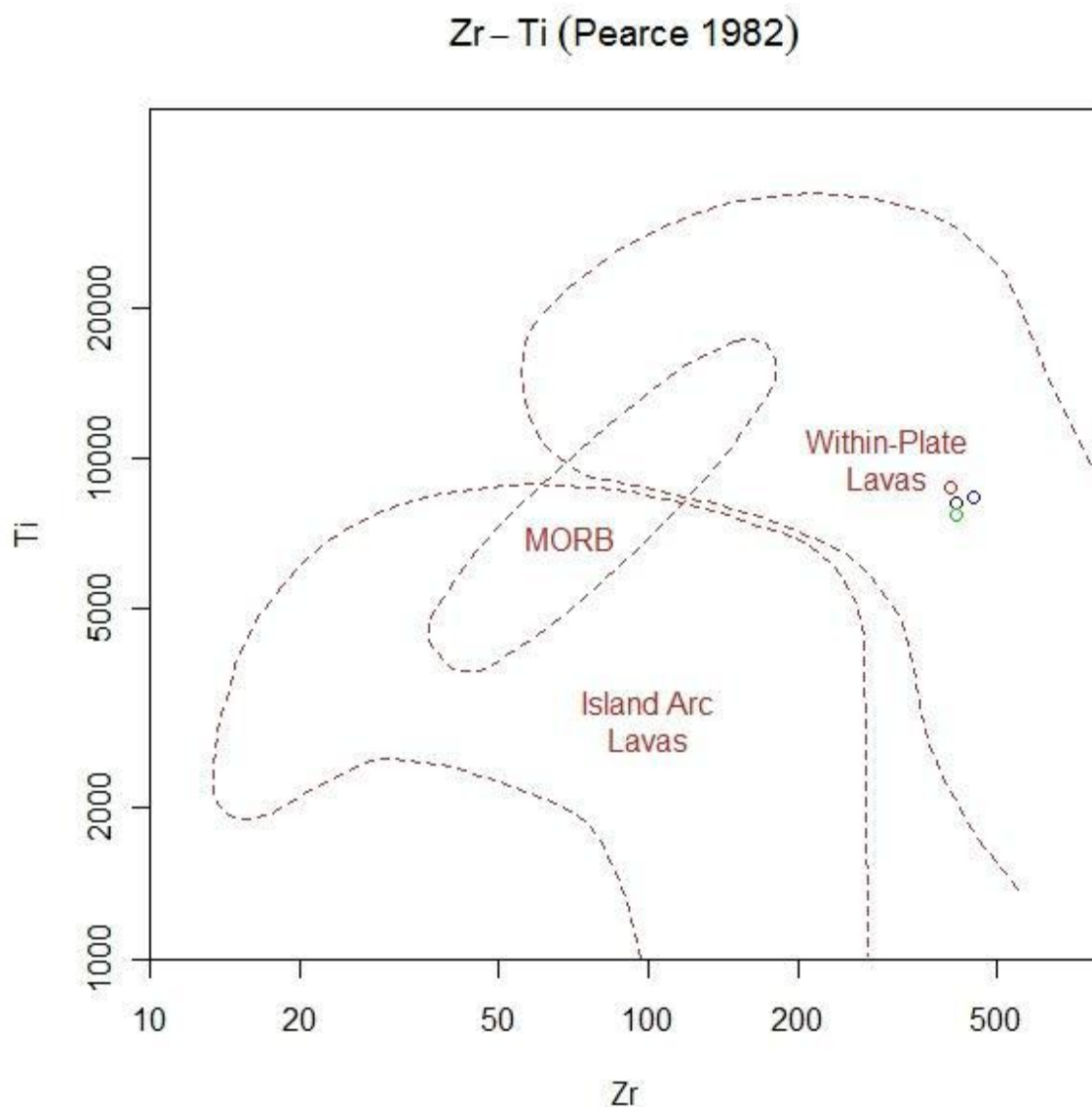


Figura 41 - Diagrama discriminante de ambiente tectônico Zr-Ti (PEARCE, 1982), com amostras analisadas plotadas.

A análise dos gráficos discriminantes de ambiente tectônicos corrobora para o fato de que as rochas estudadas são reflexo de atividade vulcânica ligada a rifteamento, já que são classificadas como lavas intraplaca de acordo com o gráfico de Pearce (1982) além de apontar para o limite do campo de ambiente continental no diagrama de Pearce *et al.* (1977).

5 CONCLUSÕES

Em geral, os valores de porosidade calculados de maneira teórica pelos métodos supracitados estão razoavelmente de acordo com os valores medidos, onde disponíveis. Baseado nesses resultados, a qualidade dos valores de porosidade calculados em intervalos não amostrados podem ser considerados confiáveis. Novos estudos petrográficos, no entanto, tornam-se necessários para melhor detalhamento dos mesmos.

Em relação às intrusões de diabásio presentes no poço, é possível propor, baseando-se nos perfis, que os mesmos são responsáveis por uma significativa diminuição da argilosidade tanto nos folhelhos quanto nos arenitos adjacentes (seja por diminuição de argilosidade ou dissolução de grãos de feldspatos potássicos) (Figura 42), algo positivo no que diz respeito à qualidade dos reservatórios. Em contrapartida, as intrusões de diabásio (principalmente as de maior porte) parecem ser responsáveis pela aceleração de processos diagenéticos em pequenas porções de arenitos próximas às mesmas, aumentando significativamente o fator de cimentação destas rochas. Sua influência nos folhelhos parece ser positiva, visto que pode gerar eletrofácies reservatório ou possível reservatório dentro de sequências cujas litologias não seriam favoráveis para tal. Vale ressaltar, no entanto, que outros folhelhos dentro do poço foram classificados como possível reservatório, mesmo encontrando-se distantes das intrusões. A Figura 43, a seguir, ilustra a influência de uma das intrusões de diabásio no poço, no que diz respeito à argilosidade dos folhelhos adjacentes e sua classificação como rochas reservatório e possível reservatório.

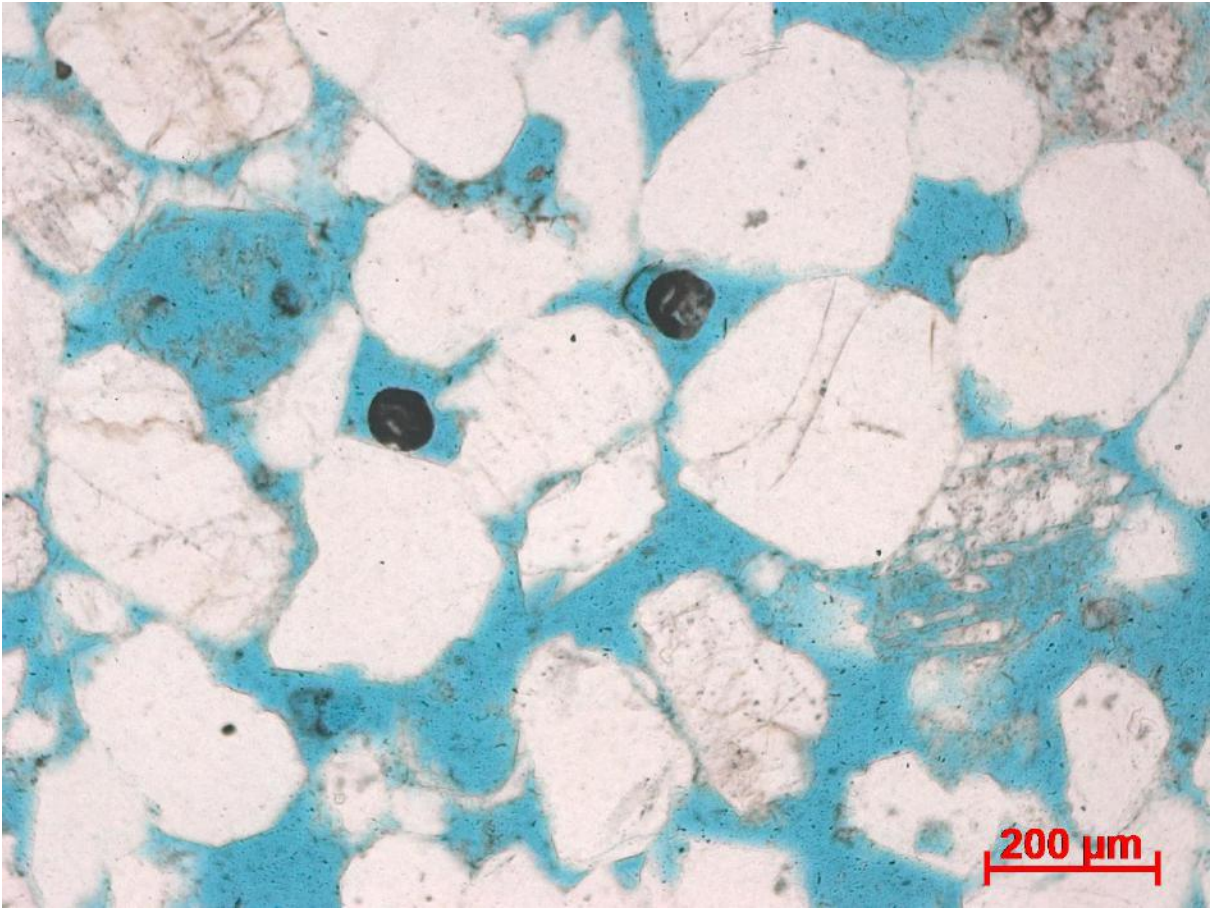


Figura 42 - Fotomicrografia referente a lâmina 001, ilustrando o aumento de porosidade secundária pela dissolução de grãos de K-feldspato.

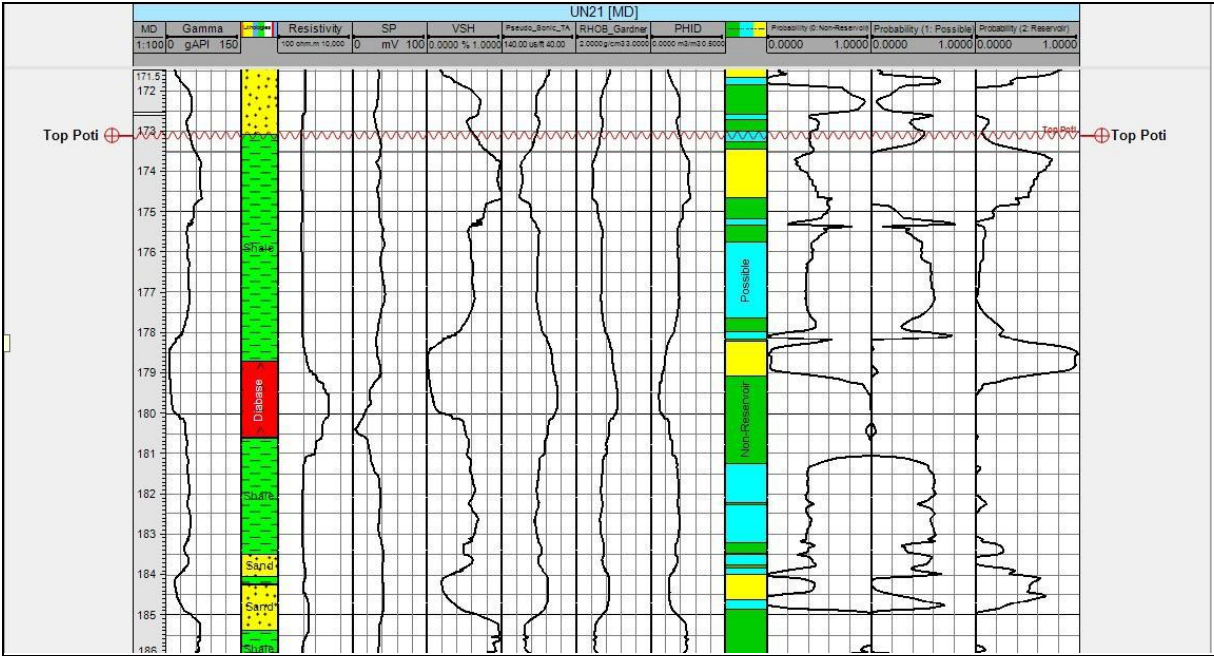


Figura 43 - Influência de intrusão de diabásio na argilosidade de folhelhos adjacentes e sua classificação como rochas reservatório e possível reservatório.

De acordo com Ernesto *et al.* (2004) as rochas toleíticas intrusivas e extrusivas da borda nordeste da Bacia do Parnaíba, além de derrames de lava no Rio Grande do Norte e parte dos diques de diabásio encontrados no Ceará são caracterizadas por baixo conteúdo de Ti ($< 2\%$) e apresentam forte afinidade geoquímica com os basaltos da Fm. Mosquito. Ainda de acordo com Ernesto *et al.* (2004), são observadas também fortes similaridades das características geoquímicas da Fm. Sardinha, que dominam a parte Sudeste da Bacia do Parnaíba, e de diques de alto conteúdo de Ti ($> 3\%$) encontrados no Ceará. Baseando-se nisso e nas similaridades deste conjunto de rochas com o grupo 3 de rochas designado no trabalho de Costa (2011), com as análises geoquímicas realizadas, é possível supor que estas intrusões são pertencentes à Fm. Mosquito. Uma maior certeza acerca do assunto poderia ser obtida através de datação de amostras de diabásio, mas a mesma torna-se inviável, devido à dificuldade em se obter grandes quantidades de tais amostras, tornando adequada e razoável a proposta executada neste trabalho.

6 Referências bibliográficas

- ALMEIDA, F. F. M. de, 1969. *Diferenciação tectônica da plataforma brasileira*. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 23., Salvador, 1969. *Anais*. Salvador, SBG/Núcleo Bahia. p. 29-46.
- ARCE, A.; RIGOTI, C.; MOURA, D. H.; CAMPELO, F.; SCHUAB, F., 2006. *Bacia do Parnaíba: Uma Revisão Estratigráfica, Tectônica, Estrutural, e Sistemas Petrolíferos*. Trabalho Final de Curso, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia, Rio de Janeiro, 88 p.
- BRITO DOS SANTOS, W. L.; ULRYCH, T. J.; DELIMA, O. A. L., 1988. *A new approach for deriving pseudovelocity logs from resistivity logs*. Geophysics 36, 83-91.
- CAPUTO, M. V., 1984. *Stratigraphy, tectonics, paleoclimatology and paleogeography of Northern Basins of Brazil*. Thesis (Doctorate) - University of California, Santa Bárbara, 586 p.
- CASTRO, A. B., CUPERTINO, D. F., BARBOSA H. C. R., DIAS, K. D. N, PECCINI, T. L., 2007. *Geologia Estrutural, Tectônica e Sedimentação das bacias intracratônicas: Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná*. Trabalho Final de Curso, Curso de Especialização em Projeto de Análise de Bacias – Módulo Geologia do Petróleo, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia, Rio de Janeiro, 160 p.
- COX, K. G.; Bell, J. D.; Pankhurst, R. J., 1979. *The Interpretation of Igneous Rocks*. George Allen & Unwin.
- CUNHA, P. R. da C.; BIANCHINI, A. R.; CALDEIRA, J. L.; MARTINS, C. C., 2008. *Parnaíba Basin – The awakening of a Giant*. In: 11th Simposio Bolivariano – Exploracion petrolera en las Cuencas Subandinas. ACGGP, 2008.
- CUNHA, F.M.B., 1986. *Evolução paleozoica da bacia do Parnaíba e seu arcabouço tectônico*. Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, Programa de Pós-Graduação em Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado, 107 p.

- DE LA ROCHE, H., *et al.*, 1980. *A classification of volcanic and plutonic rocks using R1R2 – diagram and major element analyses – its relationships with current nomenclature*. Chemical Geology, v. 29, p. 183-210.
- DELLA FÁVERA, J. C., 1990. *Tempestitos na Bacia do Parnaíba*. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 560 p.
- DELLA FÁVERA, J. C., 2001. *Fundamentos de Estratigrafia Moderna*. Ed. Univ. do Estado do Rio de Janeiro. p.121-192.
- DUTRA, V. P. L., 2010. *Análise Faciológica e Petrográfica da Formação Poti (Mississipiano, Bacia do Parnaíba) em testemunhos de sondagem*. Rio de Janeiro, graduação em Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Monografia de graduação, 86 p.
- ERNESTO, M.; MARQUES, L. S.; BELLINI, G.; PICCIRILLO, E. M.; MIN, A. de; PACCA, I. G.; MARTINS, G.; MACEDO, J. W. P., 2004. *As Rochas Toleíticas Mesozóicas do Nordeste do Brasil: Distribuição Espacial e Temporal dos Sucessivos Episódios Magmáticos*. In: XLII Congresso Brasileiro de Geologia, 2004, Araxá. Anais do XLII Congresso brasileiro de Geologia, 2004. v. CD. p. 783.
- GÓES, A. M., 1995. *A Formação Poti (Carbonífero Inferior) da Bacia do Parnaíba*. São Paulo, Programa de Pós-graduação em Geologia Sedimentar, Universidade de São Paulo, Tese de Doutorado, 171p.
- GÓES, A. M. O., SOUZA, J. M. P. de, TEIXEIRA, L. B., 1990. *Estágio exploratório e perspectivas petrolíferas da Bacia do Parnaíba*. Boletim de Geociências da Petrobras, 4:55-64.
- FAUST, L. Y., 1951. *Seismic velocity as a function of depth and geological time*. Geophysics 16, 192-206.
- GARDNER, G. H. F.; GARDNER, L. W. & GREGORY, A. R., 1974. *Formation velocity and density – the diagnostic basics for stratigraphic traps*. Geophysics 39, 770-780.

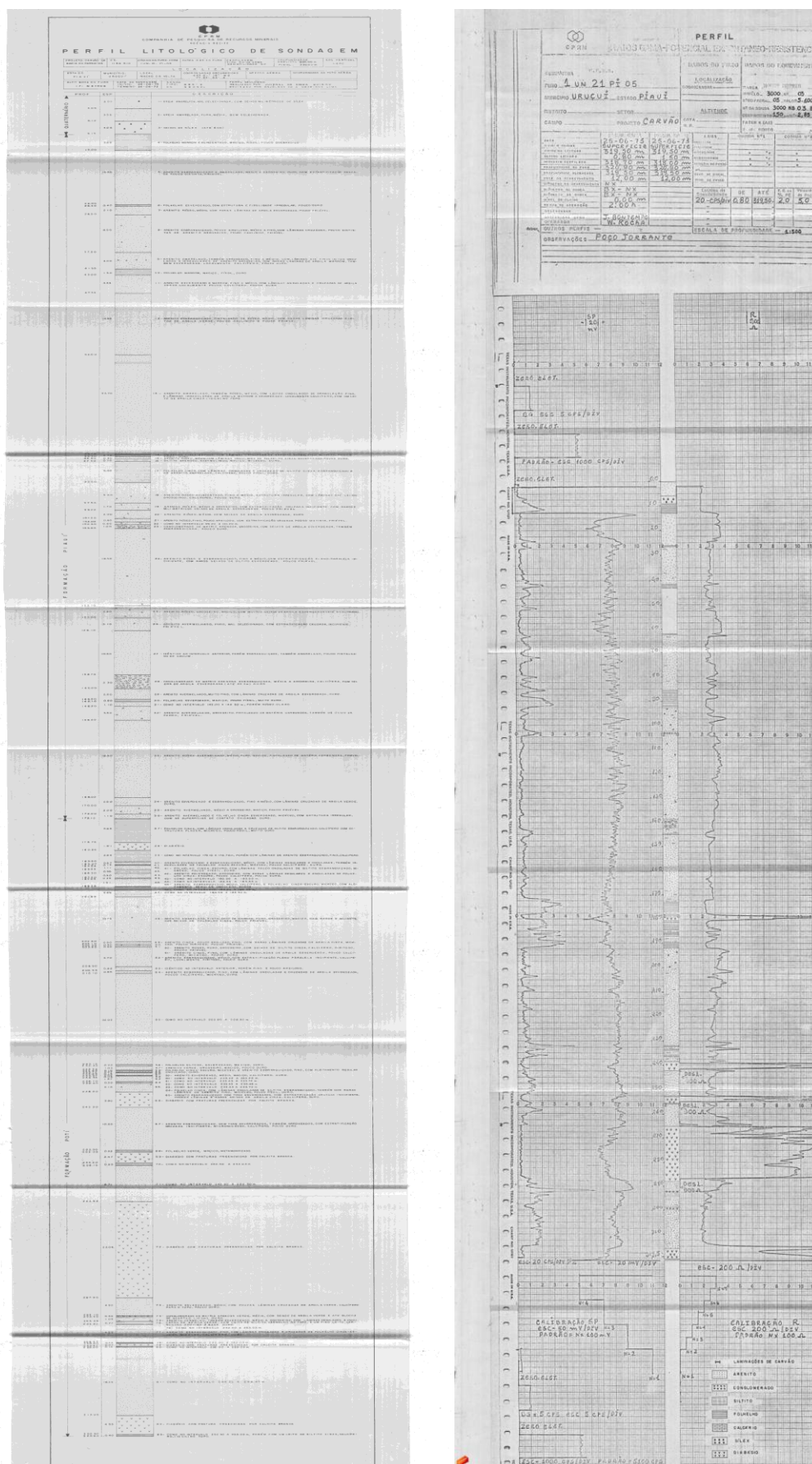
- GÓES, A. M. O.; FEIJÓ, F. J., 1994. *Bacia do Parnaíba*. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 57-68, jan./mar.
- IRVINE, T. N.; BARAGAR, W. R. A., 1971. *A guide to the chemical classification of the common volcanic rocks*. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 8, p. 523-548.
- JENSEN, L. S., 1976. *A new cation plot for classifying sub-alkaline volcanic rocks; Misc. Pap. Ontario, Div. Mines No. 66*.
- LEITE, J. F., ABOARRAGE, A. M., DAEMIN, R. F., 1975. *Projeto carvão da bacia do Parnaíba*. Recife, DNPM/CPRM, 5v. (Relatório interno, inédito).
- LIMA, E. A. M. & LEITE, J. F., 1978. *Projeto estudo global dos recursos minerais da Bacia Sedimentar do Parnaíba: integração geológico-metalogenética – relatório final da etapa III*. Recife: Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais. 212 p.
- LOBATO, G., 2007. *Estratigrafia de Alta Resolução no Intervalo do Limite Formacional Longá/Poti (Neodevoniano/Eocarbonífero) em testemunhos de sondagem da Bacia do Parnaíba*. Rio de Janeiro, graduação em Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Monografia de graduação, 111 p.
- LOBATO, G.; BORGHI, L., 2010. *Fácies sedimentares e sistemas deposicionais no intervalo do limite formacional Longá-Poti (Neodevoniano/Mississipiano) em testemunhos de sondagem da Bacia do Parnaíba*. Rio de Janeiro – Programa de Pós-graduação em Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado, 100 p.
- MELO, J. H. G.; LOBOZIAK, S., 2000. *Visan miospore biostratigraphy and correlation of the Poti Formation (Parnaíba basin, Northern Brazil)*. Review of Paleobotany and Palynology, 112:147-165.

- MILANI, E. J., 1997. *Evolução tectono-estratigráfica da Bacia do Paraná e seu relacionamento com a geodinâmica fanerozóica do Gondwana sul-ocidental*. Tese de Doutorado, Instituto de Geociências, UFRGS, 255 p.
- MILANI, E. J.; ZALÁN, P. V., 1998. *Brazilian Geology Part I: The geology of Paleozoic cratonic basin and Mesozoic interior rifts of Brazil*. In: 1998 AAPG International Conference & Exhibition, Rio de Janeiro. 184 p. (Short Course Notes).
- MIZUSAKI, A. M. P.; THOMAZ FILHO, A., 2004. *O magmatismo pós-paleozóico no Brasil*. p. 281-291. In: Mantesso-Neto, V.; Bartorelli, A.; Carneiro, C. R.; Brito-Neves, B. B. (Org.). *Geologia do continente sul-americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida*. São Paulo: Beca, 2004. P. 281-291.
- PEARCE, J. A.; GORMAN, B. E.; BIRKET, T. C., 1977. *The relationship between major element chemistry and tectonic environment of basic and intermediate volcanic rock*. Earth and Planetary Science Letters, 36, 489-502.
- PEARCE, J. A., 1982. *Trace element characteristics of lavas from destructive plate boundaries*. In: Thorpe, R. S., ed., *Andesites*. Wylie and Sons, p. 525-548.
- PEREIRA, S. N.; SANTOS, A. F. D. dos, 2002. *Avaliação Preliminar dos Aquíferos Poti/Piauí, Longá e Cabeças no município de José de Freitas – PI*. XII Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas, 2002.
- PESSOA, V. C. O., 2005. *Análise Faciológica da Formação Itapecuru (Bacia do Parnaíba) em testemunhos de sondagem*. B.Sc. Curso de Graduação em Geologia. Monografia – Universidade Federal do Rio de Janeiro, realizada no Instituto de Geociências. Instituto de Geociências – UFRJ [Rio de Janeiro], 58 p.
- RIDER, M.H., 1986. *The geological interpretation of well logs*. John Wiley & Sons, New York, 175 p. Revised edition, 2002: Rider-French Consulting Ltd., Scotland, 280 p.

- RODRIGUES, R., 1995. *A geoquímica orgânica na Bacia do Parnaíba*. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre. 226 p.
- ROSA, H., 2006. *Estudo da Caracterização de Eletrofácies por meio de Perfis de Poços e Amostras de Testemunhos utilizando Estatística Multivariada*. Tese de Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 280 p.
- ROSSETI, D. F.; GÓES, A. M., ARAI, M.; 2001. *A passagem Aptiano-Albiano na Bacia do Grajaú*. In: Rossetti, D. F.; Góes, A. M.; Truckenbrodt, W., 2001. *O Cretáceo na Bacia de São Luís-Grajaú*. Belém: Museu Paraense Emílio Goeldi.
- SANTOS, M. E. de C. M; CARVALHO, M. S. S. de, 2008. *Paleontologia das bacias do Parnaíba, Grajaú e São Luís*. Rio de Janeiro: CPRM Serviço Geológico do Brasil – DGM/DIPALE – 2009. 215 p.
- THOMAZ FILHO, A.; MISUZAKI A. M. P.; ANTONIOLI, L., 2008. *Magmatismo nas bacias sedimentares brasileiras e sua influência na geologia do petróleo*. Revista Brasileira de Geociências, São Paulo, v. 38, n. 2, p. 128-137.
- VAZ, P.T., et al 2007. *Bacia do Parnaíba*. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p.253-263.
- WYLLIE, M. R. J., GREGORY, A. R., GARDNER, G. H. F. 1958. *An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media*. Geophysics, 23: 459-93.
- ZALÁN, P. V., 1991. *Influence of Pre-Andean orogenies on the Paleozoic intracratonic basins of South America*. In: ACGGP, Simpósio Bolivariano: Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, 4, Bogotá. Memórias, Tomo 1, trabajo 7: 1991.

ZALÁN, P. V., 2004. *Evolução fanerozóica das bacias intracratônicas brasileiras*. In: Mantesso Neto, V.; Bartorelli A.; Carneiro, C. D. R.; Brito Neves, B. B. Geologia do continente sul-americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. São Paulo. 595-612:2004.

Anexo A – Perfil original do poço 1 UN-21-PI.



Apêndice A – Quantificação, composição e classificação dos arenitos em lâmina petrográfica.

DESCRIÇÃO PETROGRÁFICA – LÂMINA 001

Identificação

Identificação da descrição: UN-21 001 243,00

Identificação da lâmina: 001

Tipo da rocha: Sedimentar

Nome do poço/afloramento: 1 UN-21-PI

Profundidade do topo: 243.00 m

Unidade/Idade: Formação Poti/Carbonífero

Bacia: Bacia do Parnaíba

País: Brasil

Estado: PI

Instituição: Universidade Federal do Rio de Janeiro

Petrógrafo: Henrique Dutra

Data da primeira edição: 12/09/2013

Data da última edição: 03/10/2013

Usos: Depositional, Diagenético, Estratigráfico

Sumário

Arenito médio, maciço, muito bem selecionado, subarcócio. Quartzo e K-feldspato como sobrecrecimentos descontínuos, responsáveis por contatos longos entre os grãos sobrecrecidos. Ilita como franjas contínuas e descontínuas, em porosidade primária e substituindo ortoclásio. Caulinita em livrinho substituindo ortoclásio e preenchendo poros intergranulares. Cimentação por calcita e sílica microcristalina ocorrem localmente. A porosidade primária é bem preservada em função de pouca compactação e devido aos sobrecrecimentos que ajudam a manter o empacotamento normal. Já a porosidade secundária ocorre principalmente devido à dissolução de grãos de K-feldspato.

Características Microscópicas Texturais

Estrutura(s): Maciça

Textura

Intervalo de tamanho de grão: Silte (0.05 mm) a Areia média (0.5 mm)

Tamanho de grão modal: Areia média (0.3 mm)

Cascalho: 0.0%

Areia: 99.0%

Lama: 1.0%

Seleção: Muito bem selecionado

Esfericidade: Média

Arredondamento: Sub-arredondado

Modificador(es) de arredondamento: Crescimentos, Substituição

Petrotrama

Orientação: Sem orientação
 Suporte: Suportado pelos grãos
 Empacotamento: Normal

Contatos:

Contatos pontuais: Raro
 Contatos longos: Comum
 Contatos côncavos-convexos: Traço

Composição Primária**Quartzo**

43.0% Quartzo detrítico monocristalino, Como grão monomineralico;
 0.67% Quartzo detrítico monocristalino, Em fragmento de rocha sedimentar;
 0.33% Quartzo detrítico policristalino, Como grão monomineralico;

Feldspato

3.0% Ortoclásio detrítico, Como grão monomineralico;
 2.0% Plagioclásio detrítico, Como grão monomineralico;
 2.0% Microclínio detrítico, Como grão monomineralico;

Fragmentos de rocha

0.0%

Acessórios

0.33% Turmalina, Como grão monomineralico
 0.33% Zircão, Como grão monomineralico

Grãos intrabaciais: 0.0%

Matriz: 0.0%

Constituintes primários indiferenciados: 0.0%

Composição Diagenética

9.67% Ilita, Microcristalina, Intergranular substitutivo, Substituindo <Constituinte diagenético>,
 Sílica diagenética, Intergranular preenchendo poro;

2.0% Ilita, Franja, Intergranular cobertura de grão descontínua, Cobrindo <Constituinte primário>, Quartzo detrítico monocristalino, Como grão monomineralico;

0.33% Caulinita, Livrinho, Intragranular substitutivo, Substituindo <Constituinte primário>, Ortoclásio detrítico, Como grão monomineralico;

0.33% Caulinita, Livrinho, Intergranular preenchendo poro, Em <poro>, Poro intergranular, Intersticial;

0.33% Ilita, Microcristalina, Intragranular preenchendo poro, Em porosidade intragranular em <Constituinte primário>, Ortoclásio detrítico, Como grão monomineralico;

9.0% Quartzo, Crescimento, Intergranular preenchendo poro, Cobrindo <Constituinte primário>, Quartzo detrítico monocristalino, Como grão monomineralico;

3.0% Sílica diagenética, Microcristalina, Intergranular preenchendo poro, Em <poro>, Poro intergranular, Intersticial;

5.0% Calcita, Mosaico fino, Intergranular preenchendo poro, Em <poro>, Poro intergranular, Intersticial;

1.0% Calcita, Poiquilotópico, Intergranular preenchendo poro, Em <poro>, Poro intergranular, Intersticial;

0.33% Calcita, Mosaico fino, Intragranular substitutivo, Substituindo <Constituinte primário>, Quartzo detrítico monocristalino, Como grão monomineralico;

2.0% Feldspato potássico, Crescimento, Intergranular preenchendo poro, Cobrindo <Constituinte primário>, Microclínio detrítico, Como grão monomineralico;

0.67% Mineral de titânio diagenético, Blocoso, Intergranular substitutivo, Substituindo <Constituinte diagenético>, Ilita, Intergranular preenchendo poro, x: 28,5 y: 70;

Porosidade

13.33% Poro intergranular, Intersticial, Primária, Poro intergranular;

1.33% Poro intragranular, Arcabouço, Dissolução de <Constituinte primário>, Ortoclásio detrítico, Como grão monomineralico;

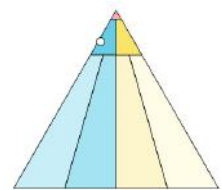
Classificação

Folk Original: Subarcósio

Qo Folk: 82.40846

Fo Folk: 16.345793

Lo Folk: 1.2457533

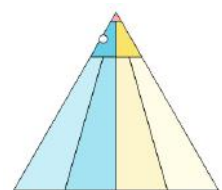


Folk Atual: Subarcósio

Q Folk: 84.97745

F Folk: 13.728182

L Folk: 1.2943715

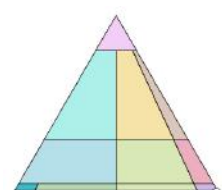


Folk Textural: Arenito

Cascalho: 0.0

Lama: 1.0

Areia: 99.0



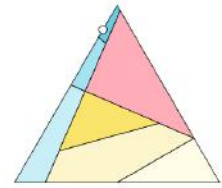
Interpretação de Proveniência

Dickinson I Atual: Cráton interior - bloco continental

Qt Dickinson I: 86.27182 %

F Dickinson I: 13.728182 %

L Dickinson I: 0.0 %

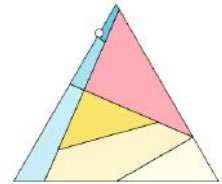


Dickinson I Original: Cráton interior - bloco continental

Qt Dickinson I Original: 83.654205 %

F Dickinson I Original: 16.34579 %

L Dickinson I Original: 0.0 %



Interpretação de Ambiente Diagenético

Ambientes Diagenéticos Interpretados

Ambiente siliciclástico de eodiagênese meteórica continental sob clima úmido

Ambientes Diagenéticos com Algumas Evidências

Ambiente siliciclástico de diagênese de soterramento profundo (mesodiagênese profunda)

Volumes (%)

Arcabouço: 54.0

Intergranular: 46.0

Cimento: 32.666

Matriz: 0.0

Porosidade: 14.666

Microporosidade: Não calculado

Total de constituintes diagenéticos: 33.666

Grãos rígidos: 51.666

Grãos dúcteis: 0.0

Constituintes extrabaciais (%)

Total de constituintes extrabaciais: 51.666

Grãos extrabaciais: 51.666

Quartzo detrítico: 43.333

Feldspato detrítico: 7.0

Fragmentos de rocha plutônica: 0.0

Fragmentos de rocha vulcânica: 0.0

Fragmentos de rocha sedimentar: 0.666

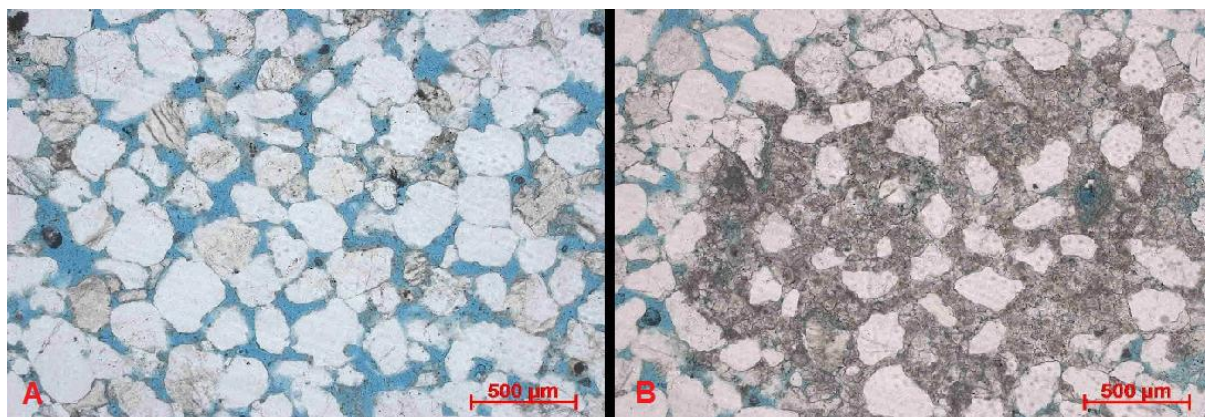
Fragmentos de rocha carbonática: 0.0

Fragmentos de rocha metamórfica: 0.0

Matriz detrítica: 0.0

Constituintes intrabaciais (%)

Total de constituintes intrabaciais: 0.0
 Constituintes carbonáticos primários atuais: 0.0
 Constituintes carbonáticos primários originais: 0.0
 Grãos intrabaciais: 0.0
 Carbonatos aloquímicos atuais: 0.0
 Carbonatos aloquímicos originais: 0.0
 Proporção primária de aloquímicos carbonáticos originais: 0.0
 Bioclastos carbonáticos atuais: 0.0
 Bioclastos carbonáticos originais: 0.0
 Intraclastos carbonáticos: 0.0
 Oóides carbonáticos: 0.0
 Pelóides/Pellets carbonáticos: 0.0
 Bioconstrutores originais: 0.0
 Bioconstrutores carbonáticos atuais: 0.0
 Bioconstrutores carbonáticos originais: 0.0
 Proporção primária de bioconstrutores carbonáticos originais: 0.0
 Matriz carbonática atual: 0.0
 Matriz carbonática original: 0.0
 Proporção primária de matriz carbonática original: 0.0
 Cimento carbonático: 6.0
 Grãos intrabaciais não-carbonáticos atuais: 0.0
 Grãos intrabaciais não-carbonáticos originais: 0.0
 Proporção Dolomita/Calcita: 0.0



Estampa 1: Fotomicrografias referentes à lâmina 001 do presente trabalho. Figura A – Características permoporosas relativas à profundidade desta lâmina, no poço 1 Un-21-PI, em nicóis paralelos. Figura B – Detalhe para cimentação local por calcita microcristalina.

DESCRIÇÃO PETROGRÁFICA – LÂMINA 002

Identificação

Identificação da descrição: UN-21 002 249.50

Identificação da lâmina: 002

Tipo da rocha: Sedimentar

Nome do poço/afloramento: 1 UN-21-PI

Profundidade do topo: 249.50 m

Unidade/Idade: Formação Poti/Carbonífero

Bacia: Bacia do Parnaíba

País: Brasil

Estado: PI

Instituição: Universidade Federal do Rio de Janeiro

Petrógrafo: Henrique Dutra

Data da primeira edição: 04/11/2013

Data da última edição: 10/02/2014

Usos: Depositional, Diagenético, Estratigráfico

Sumário

Arenito fino, maciço, bem selecionado, subarcócio. Quartzo e K-feldspato como sobrecrecimentos descontínuos, responsáveis por contatos longos entre os grãos sobrecrecidos. Dolomita intergranular substituindo pseudomatriz argilosa (dolomitização pós-compactacional) ou por vezes preenchendo porosidade intersticial primária. Ocorre também clorita substituindo pseudomatriz argilosa e intraclastos lamosos abundante, com hábitos de roseta (principalmente) e franja. A porosidade primária não é bem preservada em função de cimentação por dolomita e da formação de pseudomatriz devido ao esmagamento de grãos moles. Já a porosidade secundária ocorre devido à dissolução completa de grãos de arcabouço indiferenciados, observada pela presença de poros móldicos, ou incompleta de grãos de ortoclásio detrítico. Localmente ocorre dissolução de feldspato potássico diagenético (crescimentos) responsável por uma menor fatia da porosidade secundária.

Características Microscópicas Texturais

Estrutura(s): Maciça

Textura

Intervalo de tamanho de grão: Silte (0.039 mm) a Areia média (0.35 mm)

Tamanho de grão modal: Areia fina (0.2 mm)

Cascalho: 0.0%

Areia: 99.8%

Lama: 0.2%

Seleção: Bem selecionado (0.4)

Esfericidade: Alta

Arredondamento: Sub-arredondado

Modificador(es) de arredondamento: Crescimentos

Petrotrama

Orientação: Sem orientação

Suporte: Suportado pelos grãos e pelo cimento

Empacotamento: Normal

Contatos:

Contatos pontuais: Abundante

Contatos longos: Raro

Contatos côncavos-convexos: Traço

Composição Primária**Quartzo**

36.33% Quartzo detrítico monocristalino, Como grão monomineralico;

Feldspato

3.33% Microclínio detrítico, Como grão monomineralico;

3.0% Ortoclásio detrítico, Como grão monomineralico, Dissolvido;

2.33% Plagioclásio detrítico, Como grão monomineralico, Por vezes fraturado e/ou dissolvido.;

0.33% Pertita detrítica, Como grão monomineralico;

Fragmentos de rocha

0.0%

Acessórios

0.67% Muscovita, Como grão monomineralico;

0.33% Zircão, Como grão monomineralico;

Grãos intrabaciais: 0.0%

Matriz:0.0%

Constituintes primários indiferenciados: 0.0%

Composição Diagenética

15.33% Clorita, Roseta, Intergranular substitutivo, Substituindo <Constituinte diagenético>, Pseudomatriz argilosa, Intergranular preenchendo poro;

2.33% Clorita, Roseta, Intragranular substitutivo, Substituindo <Constituinte primário>, Intraclasto lamoso, Como constituinte intrabacial;

1.0% Argila diagenética indiferenciada, Livrinho, Intergranular substitutivo;

1.0% Clorita, Franja, Intergranular substitutivo, Substituindo <Constituinte diagenético>,

Pseudomatriz argilosa, Intergranular preenchendo poro;
 0.33% Ilita, Lamela, Intragranular substitutivo, Substituindo <Constituinte primário>, Ortoclásio detrítico, Como grão monominerálico;
 13.0% Dolomita, Mosaico fino, Intergranular substitutivo, Substituindo <Constituinte diagenético>, Pseudomatriz argilosa, Intergranular preenchendo poro;
 3.33% Dolomita, Mosaico fino, Intergranular preenchendo poro, Em <poro>, Poro intergranular, Intersticial;
 3.67% Quartzo, Crescimento, Intergranular cobertura de grão descontínua, Crescimento externo sobre <Constituinte primário>, Quartzo detrítico monocristalino, Como grão monominerálico;
 1.0% Feldspato potássico, Crescimento, Intergranular cobertura de grão descontínua, Crescimento externo sobre <Constituinte primário>, Ortoclásio detrítico, Como grão monominerálico;

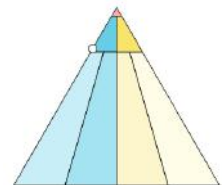
Porosidade

7.33% Poro intergranular, Intersticial, Primária, Poro intergranular;
 2.33% Poro móldico, Arcabouço, Ampliado por dissolução, Dissolução de <Constituinte primário>, Constituinte primário indiferenciado;
 1.67% Poro intragranular, Arcabouço, Ampliado por dissolução, Dissolução de <Constituinte primário>, Ortoclásio detrítico, Como grão monominerálico;
 1.33% Poro intergranular, Intersticial, Ampliado por dissolução, Dissolução de <Constituinte diagenético>, Feldspato potássico, Intergranular cobertura de grão descontínua;

Classificação

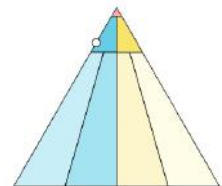
Folk Original: Subarcósio

Qo Folk: 76.791374
 Fo Folk: 23.208622
 Lo Folk: 0.0



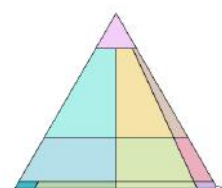
Folk Atual: Subarcósio

Q Folk: 80.163284
 F Folk: 19.836716
 L Folk: 0.0



Folk Textural: Arenito

Cascalho: 0.0
 Lama: 0.2
 Areia: 99.8



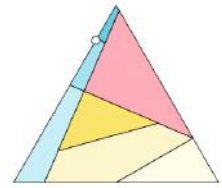
Interpretação de Proveniência

Dickinson I Atual: Continental transicional – bloco continental

Qt Dickinson I: 80.163284

F Dickinson I: 19.836716

L Dickinson I: 0.0

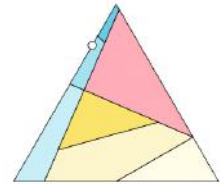


Dickinson I Original: Continental transicional – bloco continental

Qt Dickinson I Original: 76.791374

F Dickinson I Original: 23.208622

L Dickinson I Original: 0.0



Volumes (%)

Arcabouço: 53.0

Intergranular: 47.0

Cimento: 9.0

Matriz: 0.0

Porosidade: 12.666

Microporosidade: Não calculado

Total de constituintes diagenéticos: 41.0

Grãos rígidos: 45.666

Grãos dúcteis: 0.666

Constituintes extrabaciais (%)

Total de constituintes extrabaciais: 46.333

Grãos extrabaciais: 46.333

Quartzo detrítico: 36.333

Feldspato detrítico: 9.0

Fragmentos de rocha plutônica: 0.0

Fragmentos de rocha vulcânica: 0.0

Fragmentos de rocha sedimentar: 0.0

Fragmentos de rocha carbonática: 0.0

Fragmentos de rocha metamórfica: 0.0

Matriz detrítica: 0.0

Constituintes intrabaciais (%)

Total de constituintes intrabaciais: 2.333

Constituintes carbonáticos primários atuais: 0.0

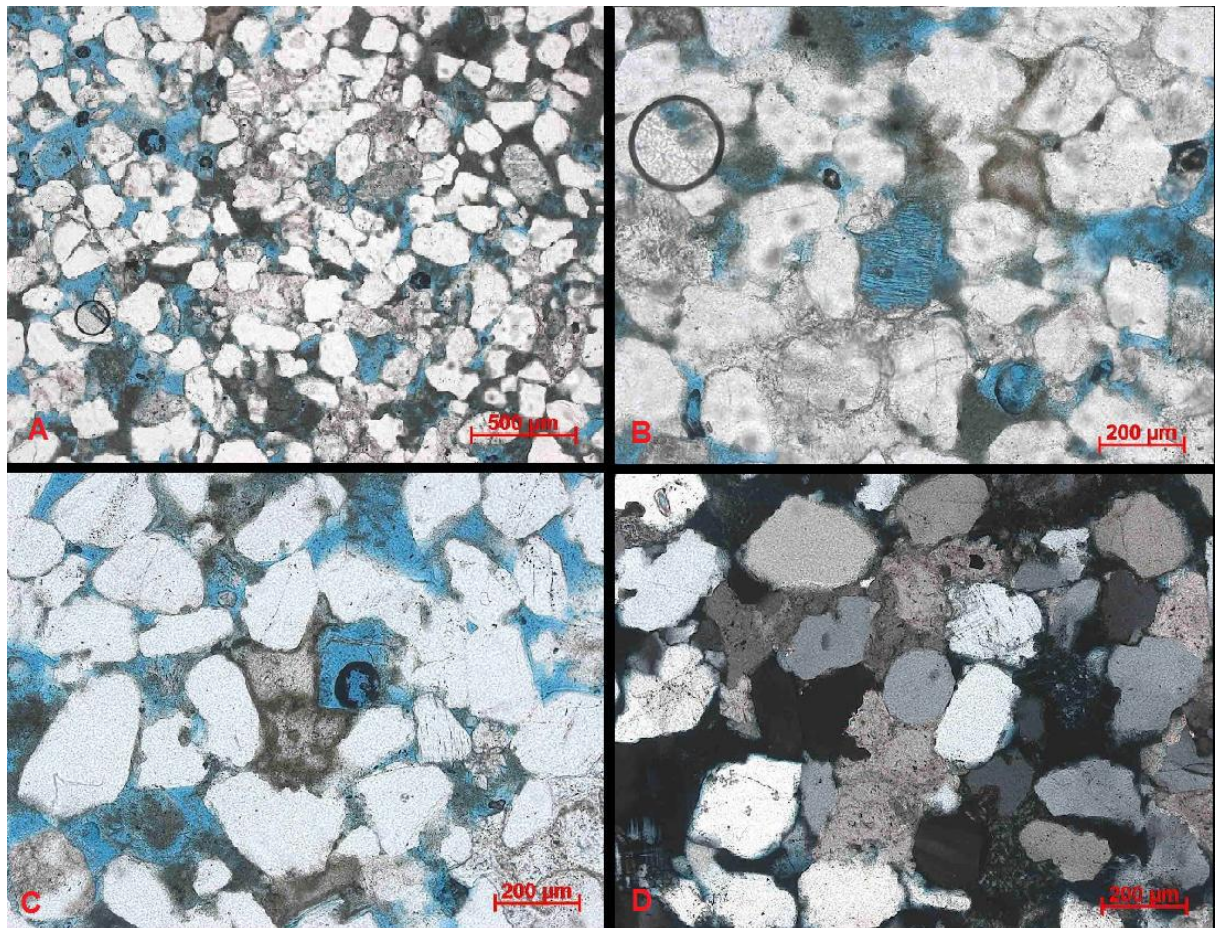
Constituintes carbonáticos primários originais: 0.0

Grãos intrabaciais: 0.0

Carbonatos aloquímicos atuais: 0.0

Carbonatos aloquímicos originais: 0.0

Proporção primária de aloquímicos carbonáticos originais: 0.0
 Bioclastos carbonáticos atuais: 0.0
 Bioclastos carbonáticos originais: 0.0
 Intraclastos carbonáticos: 0.0
 Oóides carbonáticos: 0.0
 Pelóides/Pellets carbonáticos: 0.0
 Bioconstrutores originais: 0.0
 Bioconstrutores carbonáticos atuais: 0.0
 Bioconstrutores carbonáticos originais: 0.0
 Proporção primária de bioconstrutores carbonáticos originais: 0.0
 Matriz carbonática atual: 0.0
 Matriz carbonática original: 0.0
 Proporção primária de matriz carbonática original: 0.0
 Cimento carbonático: 3.333
 Grãos intrabaciais não-carbonáticos atuais: 0.0
 Grãos intrabaciais não-carbonáticos originais: 2.333
 Proporção Dolomita/Calcita: 1.0



Estampa 2: Fotomicrografias referentes à lâmina 002 do presente trabalho. Figura A – Características permoporosas do arenito, na profundidade relativa à lâmina, em nicóis paralelos. Figura B – Detalhe para dissolução de grãos de feldspato potássico, em nicóis paralelos. Figura C – Detalhe para o esmagamento de grãos moles, formando pseudomatrix, em nicóis paralelos. Figura D – Detalhe para cimentação local por calcita, em nicóis cruzados.

DESCRIÇÃO PETROGRÁFICA – LÂMINA 003

Identificação

Identificação da descrição: UN-21 003 264.40

Identificação da lâmina: 003

Tipo da rocha: Sedimentar

Nome do poço/afloramento: 1 UN-21-PI

Profundidade do topo: 264.40 m

Unidade/Idade: Formação Poti/Carbonífero

Bacia: Bacia do Parnaíba

País: Brasil

Estado: PI

Instituição: Universidade Federal do Rio de Janeiro

Petrógrafo: Henrique Dutra

Data da primeira edição: 17/01/2014

Data da última edição: 10/02/2014

Usos: Depositional, Diagenético, Estratigráfico

Sumário

Arenito médio, maciço, bem selecionado, subarcócio. Apresenta por vezes quartzo detrítico policristalino e fragmentos de chert. Quartzo e K-feldspato localmente ocorrem como sobrecrecimentos descontínuos, responsáveis por contatos longos entre os grãos sobrecrecidos. Apresenta forte dolomitização, sem indícios de cloritização. Os cristais de dolomita ocorrem com hábito romboédrico a microcristalino, sempre preenchendo poros. Comumente apresentam dissolução seletiva dentro de bandas nos romboedros. A porosidade primária é quase nula em função de forte cimentação por dolomita. A porosidade secundária ocorre devido à dissolução completa de grãos de arcabouço indiferenciados, observada pela presença de poros móldicos, ou incompleta de grãos de dolomita microcristalina, bandas de dolomita romboédrica, grãos de argila diagenética indiferenciada e sobrecrecimentos de feldspato diagenético. Apresenta baixo valor de porosidade total.

Características Microscópicas Texturais

Estrutura(s): Maciça

Textura

Intervalo de tamanho de grão: Silte (0.039 mm) a Areia grossa (0.8 mm)

Tamanho de grão modal: Areia média, Areia grossa

Cascalho: 0.0%

Areia: 99.9%

Lama: 0.1%

Seleção: Bem selecionado

Arredondamento: Arredondado

Petrotrama

Orientação: Sem orientação

Suporte: Suportado pelos grãos e pelo cimento

Empacotamento: Apertado

Contatos

Contatos pontuais: Abundante

Contatos longos: Comum

Composição Primária

Quartzo

57.33% Quartzo detrítico monocristalino, Como grão monomineralico, ;

1.67% Quartzo detrítico policristalino, Como grão monomineralico;

Feldspato

1.67% Microclínio detrítico, Como grão monomineralico;

1.0% Ortoclásio detrítico, Como grão monomineralico, Dissolvido;

1.0% Plagioclásio detrítico, Como grão monomineralico;

0.33% Plagioclásio detrítico, Como grão monomineralico, Dissolvido;

Fragmentos de rocha

1.0% Fragmento de chert, Como fragmento de rocha sedimentar;

0.33% Fragmento de arenito, Como fragmento de rocha sedimentar;

Acessórios: 0.0%

Grãos intrabaciais: 0.0%

Matriz: 0.0%

Constituintes primários indiferenciados: 0.0%

Composição Diagenética

9.33% Dolomita, Romboedro grande, Intergranular preenchendo poro, Parcialmente dissolvido, Em <poro>, Poro intergranular, Intersticial;

8.0% Dolomita, Romboedro pequeno, Intergranular preenchendo poro, Parcialmente dissolvido, Em <poro>, Poro intergranular, Intersticial;

7.33% Dolomita, Microcristalina, Intergranular preenchendo poro, Parcialmente dissolvido, Em <poro>, Poro intergranular;

4.33% Dolomita, Microcristalina, Intergranular preenchendo poro, Em <poro>, Poro intergranular;

0.0% Calcita, Microcristalina, Intergranular preenchendo poro, Em <poro>, Poro intergranular;

1.33% Quartzo, Crescimento, Intergranular preenchendo poro, Crescimento externo sobre

<Constituinte primário>, Quartzo detrítico monocristalino, Como grão monomineralico;
 0.33% Quartzo, Crescimento, Intergranular preenchendo poro, Crescimento externo sobre
 <Constituinte primário>, Microclínio detrítico, Como grão monomineralico;
 0.33% Quartzo, Crescimento, Intergranular preenchendo poro, Crescimento externo sobre
 <Constituinte primário>, Ortoclásio detrítico, Como grão monomineralico;
 0.67% Feldspato potássico, Crescimento, Intergranular preenchendo poro, Crescimento
 externo sobre <Constituinte primário>, Quartzo detrítico monocristalino, Como grão
 monomineralico;
 0.0% Feldspato potássico, Crescimento, Intergranular preenchendo poro, Crescimento
 externo sobre <Constituinte primário>, Ortoclásio detrítico, Como grão monomineralico;
 0.67% Argila diagenética indiferenciada, Microcristalina, Intergranular preenchendo poro, Em
 <poro>, Poro intergranular, Intersticial;
 0.0% Clorita, Franja, Intergranular substitutivo, Substituindo <Constituinte diagenético>,
 Pseudomatriz argilosa, Intergranular preenchendo poro;
 0.0% Clorita, Roseta, Intergranular substitutivo, Substituindo <Constituinte diagenético>,
 Pseudomatriz argilosa, Intergranular preenchendo poro;
 0.0% Clorita, Roseta, Intragranular substitutivo, Substituindo <Constituinte primário>,
 Ortoclásio detrítico, Como grão monomineralico;
 0.0% Clorita, Roseta, Intragranular substitutivo, Substituindo <Constituinte primário>,
 Intraclasto lamoso, Como constituinte intrabacia;
 0.0% Ilita, Lamela, Intragranular substitutivo, Substituindo <Constituinte primário>, Ortoclásio
 detrítico, Como grão monomineralico;
 0.0% Ilita, Livrinho, Intergranular substitutivo, Substituindo <Constituinte diagenético>,
 Caulinita, Intergranular substitutivo;
 0.0% Pseudomatriz argilosa, Microcristalina, Intergranular preenchendo poro, Compactação
 de <Constituinte primário>, Intraclasto lamoso, Como constituinte intrabacia;

Porosidade

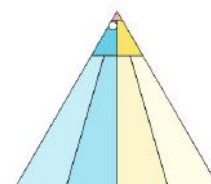
1.67% Poro intragranular, Intersticial, Ampliado por dissolução, Dissolução de <Constituinte
 diagenético>, Dolomita, Intergranular preenchendo poro;
 0.33% Poro intragranular, Intersticial, Ampliado por dissolução, Dissolução de <Constituinte
 diagenético>, Argila diagenética indiferenciada, Intergranular preenchendo poro;
 0.33% Poro intergranular, Intersticial, Ampliado por dissolução, Dissolução de <Constituinte
 diagenético>, Feldspato diagenético, Intergranular preenchendo poro;
 0.33% Poro móldico, Arcabouço, Ampliado por dissolução, Dissolução de <Constituinte
 primário>, Constituinte primário indiferenciado, Como grão monomineralico;
 0.33% Poro intergranular, Intersticial, Primária, Poro intergranular;
 0.0% Poro de fratura, Arcabouço, Fratura de <Constituinte primário>, Plagioclásio detrítico,
 Como grão monomineralico;

Classificação

Folk Original: Subarcósio

Qo Folk: 91.72757

Fo Folk: 6.2043233



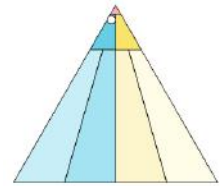
Lo Folk: 2.0681078

Folk Atual: Subarcósio

Q Folk: 91.72757

F Folk: 6.2043233

L Folk: 2.0681078

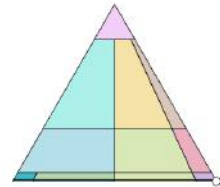


Folk Textural: Arenito

Cascalho: 0.0 %

Lama: 0.1 %

Areia: 99.9 %



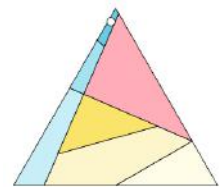
Interpretação de Proveniência

Dickinson I Atual: Cráton interior - bloco continental

Qt Dickinson I: 92.32072 %

F Dickinson I: 6.1403513 %

L Dickinson I: 1.5389352 %

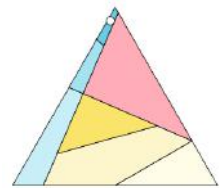


Dickinson I Original: Cráton interior - bloco continental

Qt Dickinson I Original: 92.32072 %

F Dickinson I Original: 6.1403513 %

L Dickinson I Original: 1.5389352 %



Interpretação de Ambiente Diagenético:

Ambientes Diagenéticos com Algumas Evidências

Ambiente siliciclástico de diagênese de soterramento profundo (mesodiagênese profunda).

Volumes:

Arcabouço: 65.0

Intergranular: 35.0

Cimento: 32.333

Matriz: 0.0

Porosidade: 3.0

Microporosidade: Não calculado

Total de constituintes diagenéticos: 32.333

Grãos rígidos: 64.333

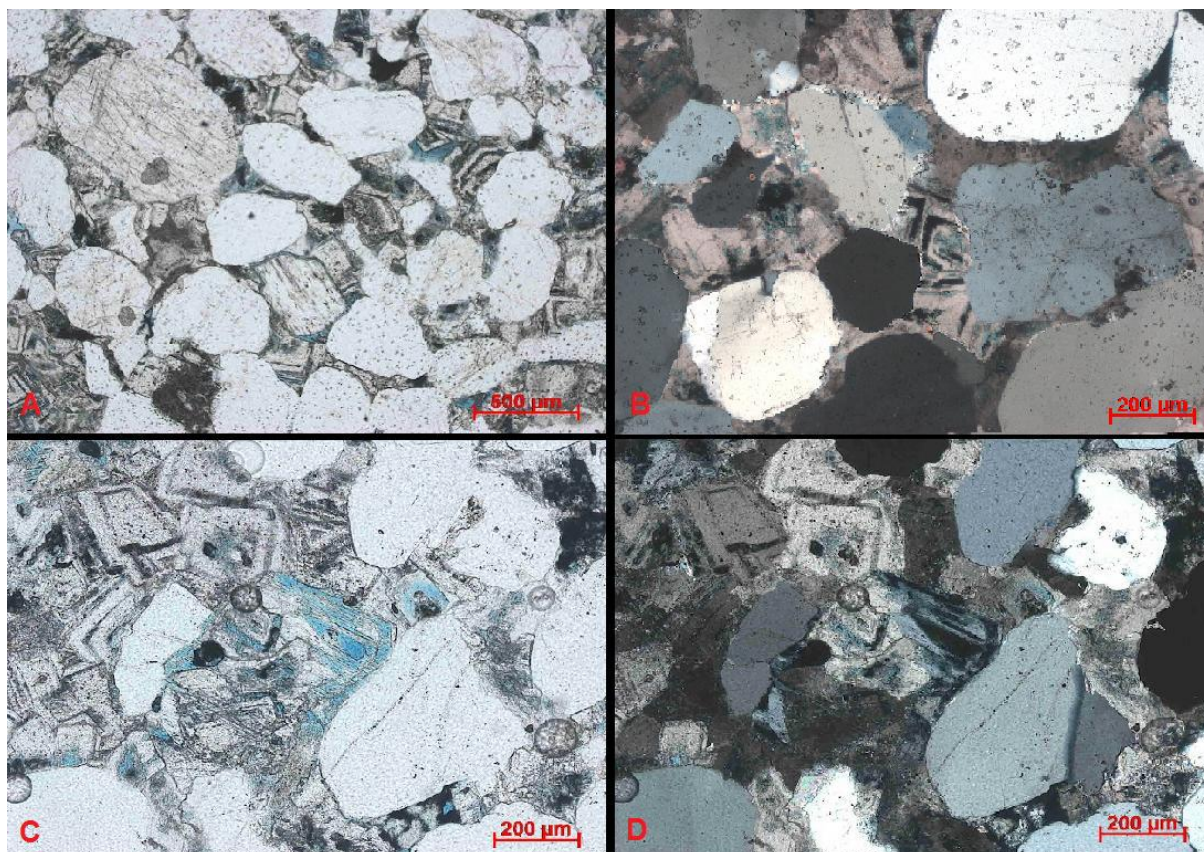
Grãos dúcteis: 0.0

Constituintes extrabaciais (%)

Total de constituintes extrabaciais: 64.333
Grãos extrabaciais: 64.333
Quartzo detrítico: 59.0
Feldspato detrítico: 4.0
Fragmentos de rocha plutônica: 0.0
Fragmentos de rocha vulcânica: 0.0
Fragmentos de rocha sedimentar: 1.333
Fragmentos de rocha carbonática: 0.0
Fragmentos de rocha metamórfica: 0.0
Matriz detrítica: 0.0

Constituintes intrabaciais (%)

Total de constituintes intrabaciais: 0.0
Constituintes carbonáticos primários atuais: 0.0
Constituintes carbonáticos primários originais: 0.0
Grãos intrabaciais: 0.0
Carbonatos aloquímicos atuais: 0.0
Carbonatos aloquímicos originais: 0.0
Proporção primária de aloquímicos carbonáticos originais: 0.0
Bioclastos carbonáticos atuais: 0.0
Bioclastos carbonáticos originais: 0.0
Intraclastos carbonáticos: 0.0
Oóides carbonáticos: 0.0
Pelóides/Pellets carbonáticos: 0.0
Bioconstrutores originais: 0.0
Bioconstrutores carbonáticos atuais: 0.0
Bioconstrutores carbonáticos originais: 0.0
Proporção primária de bioconstrutores carbonáticos originais: 0.0
Matriz carbonática atual: 0.0
Matriz carbonática original: 0.0
Proporção primária de matriz carbonática original: 0.0
Cimento carbonático: 29.0
Grãos intrabaciais não-carbonáticos atuais: 0.0
Grãos intrabaciais não-carbonáticos originais: 0.0
Proporção Dolomita/Calcita: 1.0



Estampa 3: Fotomicrografias referentes à lâmina 003 do presente trabalho. Figura A – Características permoporosas do arenito na profundidade correspondente, em nicóis paralelos. Observar a forte cimentação por dolomita, obliterando o espaço poroso da rocha. Figura B – Detalhe para a cimentação de dolomita em nicóis cruzados. Observar o hábito romboédrico dos cristais de dolomita responsáveis pela cimentação do arenito. Figura C – Dissolução de feldspato potássico sin-cimentação, em nicóis paralelos. Figura D – O mesmo que a Figura C, mas em nicóis cruzados.

DESCRIÇÃO PETROGRÁFICA LÂMINA 005

Identificação

Identificação da descrição: UN-21 005 291.50

Identificação da lâmina: 005

Tipo da rocha: Sedimentar

Nome do poço/afloramento: 1 UN-21-PI

Profundidade do topo: 291.50 m

Unidade/Idade: Formação Poti/Carbonífero

Bacia: Bacia do Parnaíba

País: Brasil

Estado: PI

Instituição: Universidade Federal do Rio de Janeiro

Petrógrafo: Henrique Dutra

Data da primeira edição: 23/01/2014

Data da última edição: 10/02/2014

Usos: Depositional, Diagenético, Estratigráfico

Sumário

Arenito fino, maciço, bem selecionado, subarcócio. Apresenta por vezes fragmentos de arenito e xisto, além de grãos detríticos de minerais pesados como zircão, turmalina e rutilo que podem ser responsáveis pelo pico de raio gama observado no perfil do poço. Ocorre quartzo e feldspato potássico como cobertura de grãos contínua e descontínua (sobrecrescimento), responsáveis por contatos longos entre os grãos sobrecrescidos. Apresenta cloritização. Os grãos do mesmo ocorrem com hábito roseta, substituindo tanto pseudomatriz argilosa como intraclastos lamosos, ou franja cobrindo grãos detríticos ou substituindo pseudomatriz lamosa. Não apresenta indícios de dolomitização ou calcificação. A porosidade primária é bem preservada, com empacotamento frouxo e pouca cimentação. A porosidade secundária ocorre devido à dissolução parcial intragranular de grãos de ortoclásio e plagioclásio detrítico. Comumente, ocorrem poros agigantados, ampliados por dissolução. Apresenta bons valores de porosidade total.

Características Microscópicas Texturais

Estrutura(s): Maciça

Textura

Intervalo de tamanho de grão: Silte (0.039 mm) a Areia média (0.4 mm)

Tamanho de grão modal: Areia fina

Cascalho: 0.0%

Areia: 99.5%

Lama: 0.5%

Seleção: Muito bem selecionado

Esfericidade: Alta

Arredondamento: Arredondado

Modificador(es) de arredondamento: Crescimentos

Petrotrama

Orientação: Sem orientação

Suporte: Suportado pelos grãos e pelo cimento

Empacotamento: Frouxo

Contatos

Contatos pontuais: Abundante

Contatos longos: Traço

Composição Primária:**Quartzo**

40.67% Quartzo detrítico monocristalino, Como grão monomineralico, ;

0.33% Quartzo detrítico policristalino, Como grão monomineralico;

Feldspato

3.33% Microclínio detrítico, Como grão monomineralico, Dissolvido;

1.0% Ortoclásio detrítico, Como grão monomineralico, Dissolvido;

0.67% Plagioclásio detrítico, Como grão monomineralico, Dissolvido;

0.33% Ortoclásio detrítico, Em fragmento de rocha plutônica;

Fragmentos de rocha

1.33% Fragmento de arenito, Como fragmento de rocha sedimentar;

0.33% Fragmento de xisto, Como fragmento de rocha metamórfica;

Acessórios

0.33% Rutilo, Como grão monomineralico;

0.33% Muscovita, Como grão monomineralico;

0.33% Zircão, Como grão monomineralico;

0.33% Turmalina, Como grão monomineralico;

Grãos intrabaciais: 0.0%

Matriz: 0.0%

Constituintes primários indiferenciados: 0.0%

Composição Diagenética

8.0% Clorita, Roseta, Intergranular substitutivo, Substituindo <Constituinte diagenético>,

Pseudomatriz argilosa, Intergranular preenchendo poro;

4.0% Clorita, Franja, Intergranular substitutivo, Cobrindo <Constituinte primário>, Quartzo detrítico monocristalino, Como grão monomineralico;

2.0% Clorita, Franja, Intergranular cobertura de grão contínua, Cobrindo <Constituinte primário>, Constituinte primário indiferenciado, Dissolução total;

1.67% Clorita, Roseta, Intragranular substitutivo, Substituindo <Constituinte primário>, Fragmento de rocha indiferenciado (em alguns é possível identificar o fragmento de rocha como sendo de arenito);

1.67% Clorita, Roseta, Intragranular substitutivo, Substituindo <Constituinte primário>, Intraclasto lamoso, Como constituinte intrabacial;

0.33% Clorita, Franja, Intergranular substitutivo, Substituindo <Constituinte diagenético>, Pseudomatriz argilosa, Intergranular preenchendo poro;

2.33% Quartzo, Crescimento, Intergranular cobertura de grão descontínua, Crescimento externo sobre <Constituinte primário>, Quartzo detrítico monocristalino, Como grão monomineralico;

1.0% Quartzo, Crescimento, Intergranular cobertura de grão contínua, Crescimento externo sobre <Constituinte primário>, Quartzo detrítico monocristalino, Como grão monomineralico;

0.67% Óxido/hidróxido de ferro diagenético, Intragranular substitutivo, Substituindo <Constituinte diagenético>, Pseudomatriz argilosa, Intergranular preenchendo poro;

0.33% Pseudomatriz argilosa, Microcristalina, Intergranular preenchendo poro, Compactação de <Constituinte primário>, Intraclasto lamoso, Como constituinte intrabacial;

0.33% Feldspato potássico, Crescimento, Intergranular cobertura de grão descontínua, Crescimento externo sobre <Constituinte primário>, Microclínio detrítico, Como grão monomineralico;

0.33% Feldspato potássico, Crescimento, Intergranular cobertura de grão descontínua, Crescimento externo sobre <Constituinte primário>, Ortoclásio detrítico, Como grão monomineralico;

0.33% Mineral de titânio diagenético, Blocoso, Intergranular preenchendo poro, Em <poro>, Poro intergranular, Intersticial, Rutilo dissolvido ao lado (fonte).;

Porosidade

18.0% Poro intergranular, Intersticial, Primária, Poro intergranular;

4.33% Poro agigantado, Arcabouço e intersticial, Ampliado por dissolução;

2.67% Poro intragranular, Arcabouço, Ampliado por dissolução, Em <Constituinte primário>, Dissolução total;

1.67% Poro intragranular, Arcabouço, Ampliado por dissolução, Dissolução de <Constituinte primário>, Ortoclásio detrítico, Como grão monomineralico;

0.67% Poro intragranular, Arcabouço, Ampliado por dissolução, Dissolução de <Constituinte primário>, Plagioclásio detrítico, Como grão monomineralico;

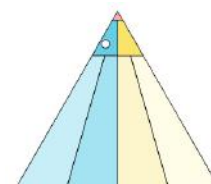
0.33% Poro de fratura, Arcabouço, Ampliado por dissolução, Fratura de <Constituinte primário>, Ortoclásio detrítico, Como grão monomineralico;

Classificação

Folk Original: Subarcósio

Qo Folk: 81.507256 %

Fo Folk: 15.191886 %



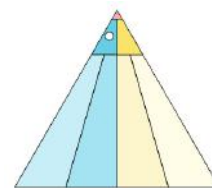
Lo Folk: 3.3008547 %

Folk Atual: Subarcósio

Q Folk: 85.44924 %

F Folk: 11.090265 %

L Folk: 3.460496 %

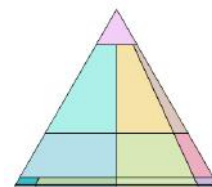


Folk Textural: Arenito

Cascalho: 0.0 %

Lama: 0.5 %

Areia: 99.5 %



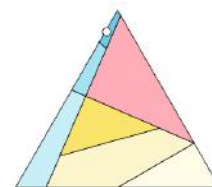
Interpretação de Proveniência

Dickinson I Atual: Cráton interior - bloco continental

Qt Dickinson I: 87.88593 %

F Dickinson I: 11.406518 %

L Dickinson I: 0.7075472 %

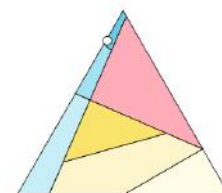


Dickinson I Original: Cráton interior - bloco continental

Qt Dickinson I Original: 83.721405 %

F Dickinson I Original: 15.604574 %

L Dickinson I Original: 0.6740196 %



Volumes (%)

Arcabouço: 63.0

Intergranular: 37.0

Cimento: 10.333

Matriz: 0.0

Porosidade: 27.666

Microporosidade: Não calculado

Total de constituintes diagenéticos: 23.0

Grãos rígidos: 48.666

Grãos dúcteis: 0.666

Constituintes extrabaciais (%)

Total de constituintes extrabaciais: 49.333

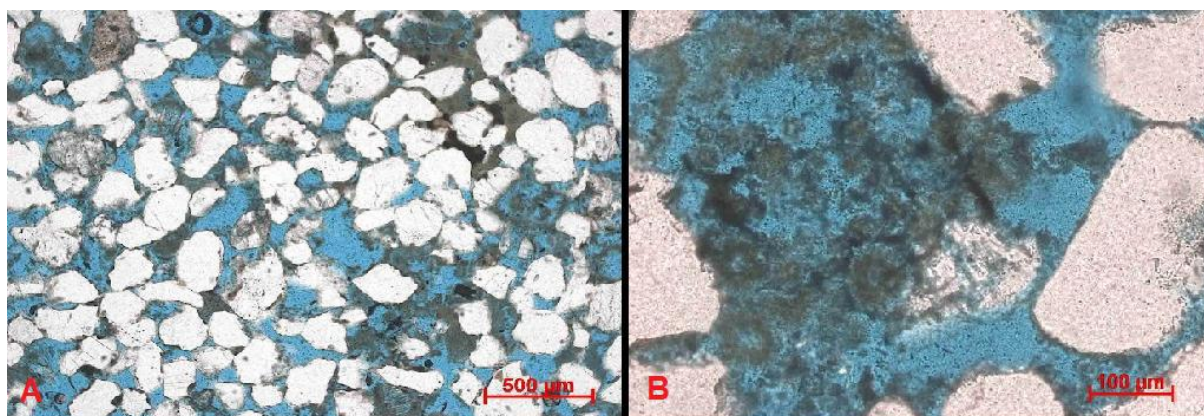
Grãos extrabaciais: 49.333

Quartzo detrítico: 41.0

Feldspato detrítico: 5.0
 Fragmentos de rocha plutônica: 0.333
 Fragmentos de rocha vulcânica: 0.0
 Fragmentos de rocha sedimentar: 1.333
 Fragmentos de rocha carbonática: 0.0
 Fragmentos de rocha metamórfica: 0.333
 Matriz detrítica: 0.0

Constituintes intrabaciais (%)

Total de constituintes intrabaciais: 1.666
 Constituintes carbonáticos primários atuais: 0.0
 Constituintes carbonáticos primários originais: 0.0
 Grãos intrabaciais: 0.0
 Carbonatos aloquímicos atuais: 0.0
 Carbonatos aloquímicos originais: 0.0
 Proporção primária de aloquímicos carbonáticos originais: 0.0
 Bioclastos carbonáticos atuais: 0.0
 Bioclastos carbonáticos originais: 0.0
 Intraclastos carbonáticos: 0.0
 Oóides carbonáticos: 0.0
 Pelóides/Pellets carbonáticos: 0.0
 Bioconstrutores originais: 0.0
 Bioconstrutores carbonáticos atuais: 0.0
 Bioconstrutores carbonáticos originais: 0.0
 Proporção primária de bioconstrutores carbonáticos originais: 0.0
 Matriz carbonática atual: 0.0
 Matriz carbonática original: 0.0
 Proporção primária de matriz carbonática original: 0.0
 Cimento carbonático: 0.0
 Grãos intrabaciais não-carbonáticos atuais: 0.0
 Grãos intrabaciais não-carbonáticos originais: 1.666
 Proporção Dolomita/Calcita: 1.0



Estampa 4: Fotomicrografias referentes à lâmina 005 do presente trabalho Figura A - Características permporosas do arenito na profundidade relativa, em nicóis paralelos. Figura B – Detalhamento da dissolução de grãos de feldspato potássico e de minerais de argila, em nicóis paralelos.

Apêndice B – Redes Neurais Artificiais

Redes neurais artificiais são algoritmos computacionais cujo paradigma informação-processamento foi inspirado na maneira como redes neurais biológicas processam informações. São ferramentas designadas para encontrar automaticamente relações entre múltiplos parâmetros conhecidos e um único padrão desconhecido. Cada unidade de processamento recebe um número específico de dados de entrada $X(n)$ e computa uma soma ponderada dos mesmos. O peso da conexão é dado por $W(n)$, que mede a importância do dado de entrada $X(n)$. Tal processo gera resultados iguais a 1 ou 0, baseado no fato dessa soma estar acima ou abaixo de determinado valor limitante para uma função de transferência binária.

A maior parte das redes neurais possui algum tipo de regra de treinamento, na qual os pesos das conexões são ajustados com base nos dados. Caso sejam treinadas com precisão, redes neurais podem apresentar capacidade para generalização além dos dados de treinamento, ou seja, capacidade para produzir resultados aproximadamente corretos para casos que não foram utilizados para treinamento do algoritmo.

Diferentemente de abordagens analíticas, comumente utilizadas em estudos estatísticos, o método de redes neurais não requer um modelo explícito nem suposições limitantes de normalidade ou linearidade. O comportamento de uma rede neural é definido pelo modo que os elementos individuais computados são conectados e pela força (ou peso) dessas conexões. Os pesos são automaticamente ajustados pelo treinamento da rede de acordo com uma regra específica de aprendizado até que a mesma realize corretamente a tarefa desejada.

O aprendizado da rede neural pode ser não-supervisionado ou supervisionado. No aprendizado não-supervisionado, os parâmetros são determinados como resultado de um processo auto-organizacional, útil em situações na qual não se sabe qual solução deve se esperar da rede. A rede busca regularidades ou trends nos dados de entrada e faz adaptações de acordo com a função da rede, decidindo qual melhor resultado para determinado parâmetro de entrada e se reorganizando de acordo. Este tipo de aprendizado é comumente utilizado para classificação e geralmente baseado em algoritmos de aprendizado competitivo, ou seja, os elementos da rede competem uns com os outros pelo direito de fornecer resultados associados com os dados de entrada. Apenas um elemento pode fornecer uma resposta, simultaneamente inibindo todos os outros competidores. Já no aprendizado supervisionado, os dados são comparados aos dados de entrada e de saída (resultados). Nesse caso, a rede de retro-propagação é um dos tipos de rede neural multi-camadas mais utilizados, principalmente por sua robustez, que permite que a mesma realize múltiplas tarefas. Retro-propagação é uma maneira de utilizar pares de dados de entrada e saída conhecidos de uma função alvo para encontrar parâmetros que fazem uma função mapear a função alvo, aproximando-se o máximo possível da mesma. Desta maneira, o algoritmo calcula o erro entre os resultados obtidos pelo algoritmo e o desejado. Estes erros são computados e propagados para trás através da rede para ajustar os pesos. Desta forma, se os dados de entrada apresentarem o mesmo padrão, os erros diminuirão durante a próxima iteração.

Apêndice C – Perfil composto do poço 1 UN-21-PI

